

Grado en Ingeniería Eléctrica
2018 – 2019

Trabajo Fin de Grado

“Ajuste y ensayo de protección diferencial de transformador SEL 487E”

Jorge B.Ortega Martínez

Tutor:

David López Cortón

Leganés, 11 de Julio de 2019



Esta obra se encuentra sujeta a la licencia Creative Commons **Reconocimiento – No Comercial – Sin Obra Derivada**

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quería dedicar unas palabras para aquellos que han contribuido al fin de este proyecto, no sólo referido al presente documento, también en el ámbito personal y profesional.

A mis padres quienes me han apoyado en todo momento, ellos han hecho que vea que todo esfuerzo tiene su recompensa, aunque el camino sea duro siempre hay gratificación, un ejemplo de superación en todo momento. Son el tipo de personas que toda persona querría tener a su lado incluso, haciendo hincapié en lo académico, cuando tienes que repetir asignaturas por vaguería... Gracias por todo lo que habéis hecho por mí, sin vosotros no hubiese sido posible.

También quiero agradecer a mi hermana el apoyo mostrado que, aunque seamos diferentes y a la vez iguales, ha hecho más llevadero los años de estudio.

Agradezco los ánimos, las risas, las diversiones, las regañinas de madre que me das, el preocuparte por mí, hacer de mis logros tus logros. En definitiva, gracias por ayudarme a levantarme cuando el ánimo decaía. Gracias por ser cómo eres conmigo Almudena.

Gracias también a mis tías, tíos, primos y abuelas ellos han hecho que todo sea más fácil.

Quería darte las gracias a ti también David López Cortón por permitirme empezar a conocer el mundo de las protecciones eléctricas primero en clase y actualmente con la beca en el laboratorio de protecciones en SIEMENS. Me hubiese gustado que este proyecto no tuviese fin para seguir aprendiendo algo nuevo. Cada día aprendía algo nuevo en las reuniones contigo, he valorado mucho el esfuerzo que has realizado por celebrar esas reuniones cuando apenas tienes tiempo.

Quería hacer una mención especial para Juan Carlos Burgos Díaz por el trato hacía mi persona al principio de las pruebas realizadas en el laboratorio de la Universidad, así como pensar en mí para la beca en el laboratorio de protecciones de SIEMENS.

Agradecer en gran medida a SEL por la donación de los equipos que han hecho posible la realización del presente proyecto.

También quiero tener en cuenta a mis compañeros del laboratorio de protecciones eléctricas de SIEMES, gracias Héctor, Javier y David por haberme enseñado e ilustrado en multitud de ocasiones.

Por último, pero no menos importante, agradecer a todos mis amigos, tanto los conocidos en la universidad como los de fuera de ella. Gracias a Fer, Samu, Juan, Alberto y Rober a los que me gustaría ver más a menudo. Gracias indudablemente a Álvaro (Chino), Dani, Inés, Pablo, Alba, Tomás y Juanqui.

ÍNDICE

1	OBJETIVO.....	2
1.1	Introducción. Interés del tema de estudio.....	2
1.2	Normativa aplicable	2
1.3	Descripción del sistema de estudio.....	2
1.3.1	Relé SEL 487-E	3
1.3.2	DPAC-2440.....	4
1.3.3	Switch 2730M.....	4
1.3.4	Reloj GPS-2488	5
1.3.5	Sistema Físico	5
1.4	Objetivo del TFG.....	9
2	PROTECCIONES DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA	10
2.1	Filosofía de protección	10
2.1.1	Protección diferencial del transformador 87T	11
2.1.2	Protecciones de Sobrecorriente de fase y neutro 50/51/51N.....	13
2.1.3	Protección de fallo interruptor 50 BF.....	15
2.1.4	Función de sincronismo 25.....	16
2.2	Criterios generales de protección	17
2.2.1	Criterios de función 87T	17
2.2.2	Criterios de protección de las funciones de fase del transformador de potencia	21
3	AJUSTE DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR SEL 487E.....	23
3.1	Protección diferencial de transformador (87T).....	29
3.2	Sobreintensidad de fase (50-51)	34
3.2.1	Terminal de alta tensión (S)	34
3.2.2	Terminal de baja tensión (T)	36
3.3	Fallo de interruptor (50BF).....	37
3.4	Control de interruptor.....	39
3.5	Sincronismo (25).....	40
3.6	Sobretensión (59)	42
3.7	Lógicas	44
3.7.1	87T Diferencial	44
3.7.2	50-51 Sobrecorriente	48
3.7.3	50 BF Fallo de interruptor	49
3.7.4	25 Sincronismo	50

3.7.5	59 Sobretensión	50
3.8	Configuración de comunicaciones 61850	51
4	ENSAYO DEL RELÉ SEL 487E.....	60
4.1	Plataforma de ensayo	60
4.2	Verificación comunicaciones 61850 y control de interruptor.....	I
4.3	Ensayo de función diferencial	III
4.4	Ensayo función de sobreintensidad de fase.....	IX
4.5	Ensayo función de fallo de interruptor y sincronismo	XI
5	RESULTADOS	XIII
6	PRESUPUESTO	XIV
7	RESUMEN Y CONCLUSIONES	XV
8	BIBLIOGRAFÍA.....	XVI

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Fig. 1. Ejemplo sistema de control de bahía [1]	3
Fig. 2. Paneles frontal y posterior del relé 487E de SEL [1].....	3
Fig. 3. Visión de los paneles frontal y posterior respectivamente [2].....	4
Fig. 4. Paneles frontal y posterior del elemento SEL 2730M [3].....	4
Fig. 5. Elemento SEL 2488 reloj GPS [4]	5
Fig. 6 Circuito equivalente de un transformador de intensidad [6]	7
Fig. 7 Esquema unifilar del sistema	9
Fig. 8. Protecciones redundantes [7]	10
Fig. 9. Corrientes ante faltas externas e internas [8]	11
Fig. 10. Curva característica de intensidad diferencial [9]	12
Fig. 11. Lógica de detección de falta externa o interna en la fase A [9]	12
Fig. 12. Ejemplo curvas NI [10].....	13
Fig. 13 Transitorio de una onda de intensidad.....	14
Fig. 14 Ejemplo de falta monofásica [5].....	15
Fig. 15 Ejemplo de fallo de interruptor [10].....	15
Fig. 16 Ejemplo aplicación función fallo interruptor [10]r	15
Fig. 17. Ejemplo de aplicación de la función 25 [9].....	16
Fig. 18. Curva diferencial adaptativa [9]	18
Fig. 19. Lógica de detección falta interna o externa para la fase A [9]	19
Fig. 20. Dwell time en Inrush [9]	20
Fig. 21 Configuración general del relé 487E.....	23
Fig. 22 Selección de grupo de ajustes	24
Fig. 23 Selección del terminal de la fuente	24
Fig. 24 Configuración interruptor de alta.....	25
Fig. 25 Configuración interruptor de baja	26
Fig. 26 Funciones habilitadas en rele SEL 487E.....	26
Fig. 27 Lógica Y1 de la función fallo de interruptor [9]	27
Fig. 28 Configuración de los TI's.....	28
Fig. 29 Configuración de los TT's.....	28
Fig. 30 Asignación de tensiones a los devanados.....	29
Fig. 31 Curva adaptativa de la función diferencial [9].....	29
Fig. 32 Lógica disparo función diferencial de frenado [9]	30
Fig. 33 Ejemplo de disparo por la diferencial sin frenado	30
Fig. 34 Lógica de activación diferencial sin frenado [9]	31
Fig. 35 Lógica de activación función diferencial [9]	31
Fig. 36 Ajustes de la función diferencial parte 1	32
Fig. 37 Ajustes de la función diferencial parte 2	32
Fig. 38 Ajustes de la función diferencial parte 3	33
Fig. 39 Lógica de activación función 50-51 [9]	34
Fig. 40 Elementos habilitados de la función OC terminal S.....	34
Fig. 41 Ajustes sobrecorriente terminal S	35
Fig. 42 Ajustes sobrecorriente de secuencia homopolar terminal S.....	35
Fig. 43 Elementos habilitados de la función OC terminal T	36
Fig. 44 Ajustes sobrecorriente terminal T	36
Fig. 45 Lógica actuación esquema Y1 fallo de interruptor [9].....	37

Fig. 46 Ajustes función fallo de interruptor lado alta.....	38
Fig. 47 Ajustes función fallo de interruptor lado baja.....	38
Fig. 48 Programación botones del panel frontal para gobernar los interruptores.....	39
Fig. 49 Configuración tensión de referencia para función de sincronismo.....	40
Fig. 50 Lógica de verificación del sincronismo	40
Fig. 51 Ajustes sincronismo interruptor S	41
Fig. 52 Ajustes sincronismo interruptor T	41
Fig. 53 Tensiones de un sistema aislado en CN.....	42
Fig. 54 Tensiones de un sistema aislado con falta monofásica.....	42
Fig. 55 Cableado de las tensiones del terminal T para la función 59	43
Fig. 56 Ajuste función 59 para el lado de baja	43
Fig. 57 Matriz de compensación de corrientes para aplicar algoritmo diferencial [9]	44
Fig. 58 Lógica de detección de faltas externas [9]	44
Fig. 59 Lógica de detección de armónicos de la fase A [9].....	45
Fig. 60 Detección de Inrush por forma de onda Dwell-Time de la fase A [9].....	45
Fig. 61 Lógica 87R [9].....	46
Fig. 62 Lógica 87U [9]	47
Fig. 63 Lógica 87T [9].....	47
Fig. 64 Lógica de sobrecorriente [9]	48
Fig. 65 Lógica de sobrecorriente de secuencia cero [9]	48
Fig. 66 Lógica principal 50BF [9]	49
Fig. 67 Continuación esquema lógico Y1 de la función 50 BF [9].....	49
Fig. 68 Lógica de sincronismo Y1 [9]	50
Fig. 69 Lógica función 59 [9].....	50
Fig. 70 Jerarquía IEC 61850 [12]	51
Fig. 71 Arquitectura de comunicaciones IEC 61850.....	52
Fig. 72 Habilitar puerto 5 en 487E para 61850	53
Fig. 73 Configuración IP 487E.....	54
Fig. 74 Configuración puerto 1A DPAC 2440.....	55
Fig. 75 GOOSE suscritos 487E.....	57
Fig. 76 GOOSE publicados 487E	57
Fig. 77 Datasets 487E para IEC 61850	58
Fig. 78 GOOSE suscritos DPAC 2440.....	58
Fig. 79 GOOSE publicados DPAC 2440	59
Fig. 80 Datasets DPAC 2440 para IEC 61850	59
Fig. 81 Ingeniería del cableado del banco de pruebas.....	61
Fig. 82 Verificación de comunicaciones interruptores.....	I
Fig. 83 Publicación y suscripción de Goose DPAC 2440	II
Fig. 84 Publicación y suscripción de Goose 487 E	II
Fig. 85 Intensidades inyectadas en pruebas estabilidad.....	VII
Fig. 86 Prueba falta 2F en lado AT.....	VII
Fig. 87 Análisis del disparo ante falta bifásica pura	VIII
Fig. 88 Tiempo transcurrido desde disparo hasta interrumpir la corriente.....	VIII
Fig. 89 Detalle energización y disparo de la función diferencial.....	IX
Fig. 90 Corrientes inyectadas para prueba 50-51	X
Fig. 91 Análisis de disparo función 50-51.....	X
Fig. 92 Activación fallo interruptor lado alta y baja	XI
Fig. 93 Prueba verificación de sincronismo.....	XII

Fig. 94 Banco de pruebas	XIII
--------------------------------	------

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Valores nominales reales y extrapolados del transformador	23
Tabla 2 Relaciones de transformación reales y extrapoladas.....	23
Tabla 3 Publicación-Suscripción GOOSE's.....	53
Tabla 4 Asignación publicaciones 61850.....	56
Tabla 5 Asignación suscripciones 618503	56
Tabla 6 Entradas y salidas de los equipos que componen el banco de pruebas	60
Tabla 7 Cortos 3F lado AT.....	III
Tabla 8 Cortos 1F-G lado AT	III
Tabla 9 Corto 2F lado AT	IV
Tabla 10 Corto 2F-G lado AT	IV
Tabla 11 Corto 3F lado BT	V
Tabla 12 Corto 1F-G lado BT.....	V
Tabla 13 Corto 2F lado BT	VI
Tabla 14 Corto 2F-G lado BT.....	VI
Tabla 15 Presupuesto desglosado.....	XIV

1 OBJETIVO

1.1 Introducción. Interés del tema de estudio.

En el presente documento se establecerá una valoración detallada del mejor ajuste de un relé diferencial para un transformador de potencia con el fin de crear un modelo para la implementarlo en el laboratorio de la asignatura de protecciones eléctricas en un futuro (no muy lejano a ser posible). El relé llevado a estudio será un SEL 487-E cedido por dicha compañía a la Universidad Carlos III de Madrid.

1.2 Normativa aplicable

- IEC 60255 Electrical Relays
- IEC 62271 High-voltage alternating-current circuits-breakers
- IEC 60044 Instrument Transformers
- IEC 61850 Communication Networks and Systems in Substations
- IEC 60227 Test for electric cables under dire conditions - Circuit integrity
- IEC 60331 Test for electric cables under fire conditions – Circuit integrity
- IEEE Std 383-1974 Standard for Type Test of Class 1E Electrical Cables, Field Splices and Connections for Nuclear Power Generating Stations
- UNE 21136 Relés eléctricos. Partes vigentes, última edición.
- UNE-EN 60947-1 Aparamenta de baja tensión
- COMTRADE IEE Std- C37.111 COMTRADE

1.3 Descripción del sistema de estudio.

El presente proyecto consta de la descripción de los parámetros de ajuste de una protección diferencial de transformador, así como las funciones a implementar en el relé escogido.

Se expondrán los datos de la línea en la que está ubicado el transformador de potencia, así como la aparamenta empleada y el propio relé.

Se tratará de realizar un modelo a escala de una modernización de una subestación, centrándose en la protección del transformador. Para el presente proyecto se pretende conocer la posición de los interruptores mediante un autómata, esta información será enviada a través del protocolo IEC 61850 mediante GOOSE's. Esta información será redirigida por un switch al equipo de control (en este caso un portátil) y al propio relé.

El sistema estará sincronizado a través de un reloj GPS sincronizado por IRIG-B.

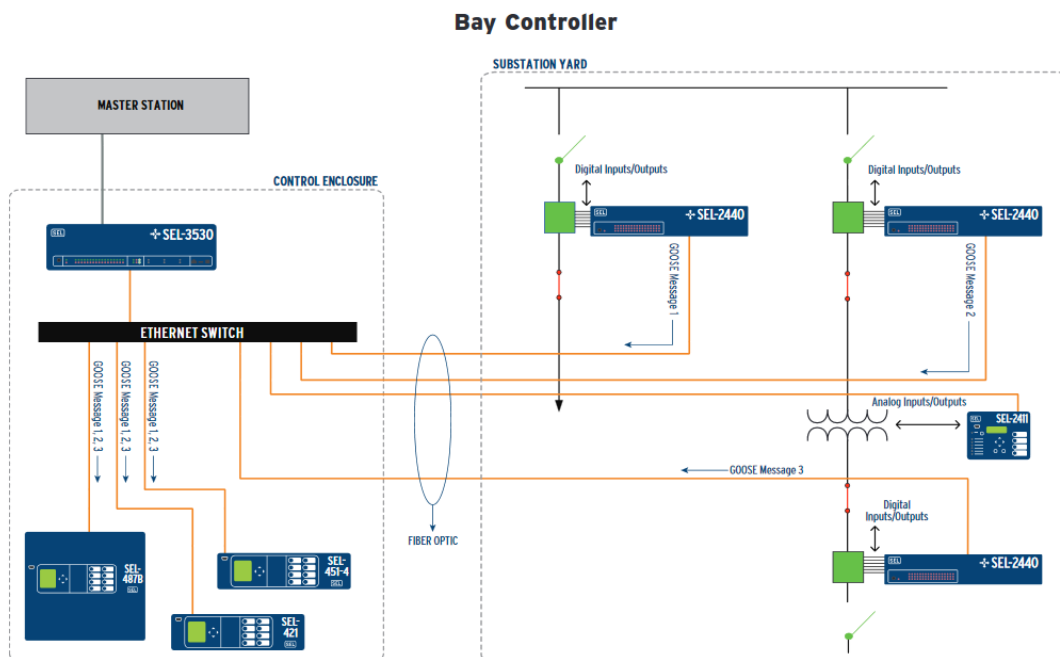


Fig. 1. Ejemplo sistema de control de bahía [1]

1.3.1 Relé SEL 487-E

Es el relé escogido para proteger al transformador de potencia y será el encargado de prestar la protección diferencial. Para ello cuenta con un algoritmo avanzado y la detección de la falta a tierra restringida mediante tres elementos (REF), en este caso no será empleado esta última función.



Fig. 2. Paneles frontal y posterior del relé 487E de SEL [1]

Es capaz de detectar un desequilibrio de las corrientes de fase al no estar afectado por la carga. La lógica de detección de faltas externas bloquea este elemento y asegura la operación de cambio de pendiente para la 87T.

Este relé también cuenta con habilitación para emplear comunicaciones en IEC 61850 a través de la tecnología TiDL (Time Domain Link) y de SV (Sampled Values) de SEL.

1.3.2 DPAC-2440

Se ha escogido como autómatas programables o PLC un DPAC-2440 de SEL, que permite registrar todos los eventos y una comunicación mediante cable RJ45 por el puerto Ethernet empleando el protocolo de comunicaciones IEC 61850.

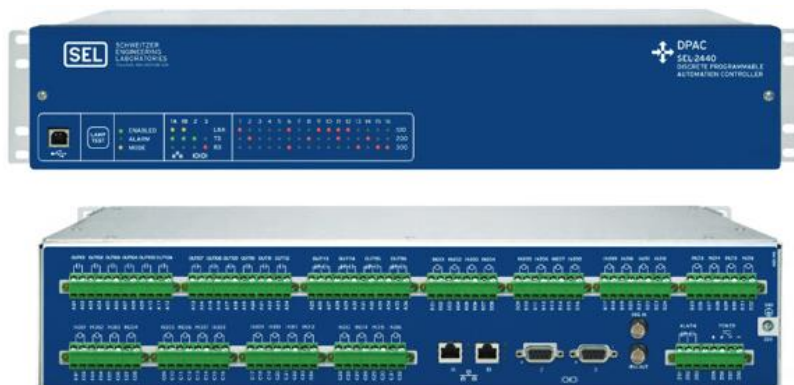


Fig. 3. Visión de los paneles frontal y posterior respectivamente [2]

Cuenta también con una configuración que mantiene un registro de eventos en ficheros COMTRADE, muy útil para estudiar a posteriori cualquier incidencia en el sistema, así como con una supervisión de la bobina de disparo del interruptor obteniendo los valores de corriente, voltaje y temperatura alcanzada en el disparo para analizarlos y programar mantenimientos de los interruptores.

Se pueden analizar datos SCADA y obtener una sincronización de tiempo SNTP/NTP para tomar decisiones con un valor de retraso en el intercambio de información muy bajo mediante cableado de comunicaciones.

1.3.3 Switch 2730M

Cuenta con 24 puertos Ethernet y cumplen con los protocolos IEC 61850, para garantizar el funcionamiento ante faltas en la fuente de alimentación se puede conectar simultáneamente a la fuente de respaldo.

Posee una protección de Unidad de datos de puerto puente (BPDU), esto sirve para evitar la recepción de paquetes de datos no autorizados, normalmente suelen contener virus.



Fig. 4. Paneles frontal y posterior del elemento SEL 2730M [3]

1.3.4 Reloj GPS-2488

Recibe señales de tiempo del satélite Global Navigation Satellite System (GNSS), puede ser configurado con sincronización por IRIG-B con una tasa de refresco de 100 nanosegundos y además puede dar soporte a las aplicaciones de sincronismo.

Posee una característica de retraso de cable que compensa el desfase introducido por la transmisión de datos de un punto a otro manteniendo así la mayor precisión posible.



Fig. 5. Elemento SEL 2488 reloj GPS [4]

1.3.5 Sistema Físico

Para el estudio realizado del sistema físico se han realizado ensayos para obtener las características de la fuente, el transformador de potencia y de verificación de los TI's. Así como para el modelo de línea se ha realizado a escala de una existente en servicio.

A continuación, se expondrá una breve descripción del sistema físico a proteger:

1.3.5.1 Fuente

Este ensayo se ha realizado con la colaboración de los profesores D. Juan Carlos Burgos Díaz y David López Cortón. Este estudio ha sido realizado principalmente para la caracterización real del sistema de potencia para Trabajo de Fin de Grado de la alumna Inés Palka.

Para caracterizar la fuente se han realizado mediante un ensayo de cortocircuito, con este ensayo ha sido posible sacar la impedancia de la red, asemejando dicha impedancia con la de un circuito equivalente Thévenin.

Para realizar dicho ensayo se han empleado 2 Variac en cascada, de esta forma se garantiza que las protecciones del laboratorio no sean sensibles ante el cortocircuito. Además, para minimizar la intensidad de falta se han colocado en serie con la salida del segundo Variac una resistencia de 2 ohmios.

Las bornas de salida del segundo Variac se encuentra a una tensión de línea de 110 voltios y cuya intensidad de cortocircuito registrada se estable en torno a 32 amperios.

Los eventos de los cortocircuitos fueron registrados en un osciloscopio para su posterior exportación e interpretación. A partir de dichos registros oscilográficos se han obtenido los resultados de la impedancia de la red.

$Z_{eq}(\Omega)$	$\overrightarrow{Z_{eq}}(\Omega)$	$R_{Th}(\Omega)$	$X_{Th}(\Omega)$
2,9229	$2,1721 + j1,9558$	0,1721	1,9558

Resultando esta tener un valor de:

$$Z_s = 0,1721 + j 1,9558 \ \Omega$$

1.3.5.2 Modelo de línea

A la hora de determinar las características de la impedancia de la línea de transporte y su longitud se ha tratado como una línea media, esto último viene determinado por el ratio entre la impedancia de la fuente y la propia línea, situándose entre un valor de 0.5 y 4. Dicha relación es conocida como SIR (*Source Impedance Ratio*) que permite clasificar cómo debe ser tratada una línea según su ratio [5]:

- Línea larga $\rightarrow SIR < 0,5$
- Línea media $\rightarrow 0,5 < SIR < 4$
- Línea corta $\rightarrow SIR > 4$

$$SIR = \frac{Z_s}{Z_l} = 3 \quad (1)$$

En este caso se ha supuesto un valor de $SIR = 3$, siendo este un valor extendido en este tipo de redes. Los parámetros corresponderían a una línea media con su equivalente en π cuyo valor viene fijado por la siguiente ecuación:

$$Z_l = \frac{Z_s}{3} = \frac{0,1721 + j 1,9558}{3} = 0,057 + j 0,6519 \ \Omega \quad (2)$$

Los valores de los parámetros calculados por fase se verán reflejados en la siguiente tabla con sus correspondientes valores comerciales

Valores teóricos			Valores comerciales		
R(ohmios)	L(Henrios)	C(Faradios)	R	L	C
0,057	0,00249	0,0002075	20x1 Ω (conexión en paralelo)	3 mH	220 μ F

1.3.5.3 Transformador de Intensidad

Se trata de un transformador de medida cuya finalidad consiste en reducir el valor de operación de intensidad a valores nominales normalizados, a través de una relación de transformación, para la alimentación del equipo al que llevan la información. Estos valores típicamente son 1 y 5 amperios secundarios, siendo este último el más común.

Cabe destacar que ofrecen un aislamiento galvánico entre la red y los equipos de protección, así como evitar las posibles perturbaciones electromagnéticas hasta valores

admisibles para los equipos. También reduce las corrientes de cortocircuito a valores no peligrosos para las personas y por consiguiente la aparamenta recibe menos daño, manteniendo siempre el sentido de la corriente.

Suelen disponer de varias secciones, esto permite obtener varias intensidades primarias. De esta misma forma se disponen de varios arrollamientos secundarios de forma que cada uno tiene su propio circuito magnético, pues de este modo la carga de un secundario no influye en la precisión de otro.

El primario está formado por una o varias espiras conectadas en serie con el circuito del cual se quiere obtener la información, mientras que el secundario alimenta a los equipos conectados a el en serie. Dicha intensidad secundaria es proporcional a la primaria y con un desfase muy próximo a los cero grados.

A continuación, se expone un esquema y ecuaciones generales por las que se rige el funcionamiento del TI:

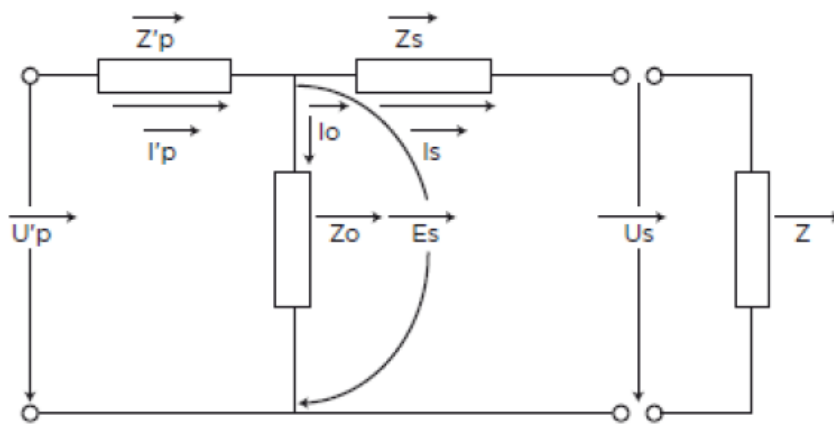


Fig. 6 Circuito equivalente de un transformador de intensidad [6]

$$\vec{E}_s = \vec{U}_s + \vec{Z}_s \cdot \vec{I}_s \quad (3)$$

$$\vec{I}'_p = \vec{I}_0 + \vec{I}_s \quad (4)$$

$$\vec{U}_s = \vec{Z} \cdot \vec{I}_s \quad (5)$$

$$\vec{E}_s = \vec{Z} \cdot \vec{I}_s + \vec{Z}_s \cdot \vec{I}_s = \vec{Z}_t \cdot \vec{I}_t \quad (6)$$

Observando el circuito se deduce que la intensidad entregada al equipo no es la intensidad en su totalidad, sino que parte de esta corriente se emplea en la excitación magnética del TI y el resto es la entregada al equipo. Esto se deduce aplicando la 1ª Ley de Kirchhoff haciendo un balance de intensidades en el nodo A.

Típicamente los elementos de medida tienen errores, en el caso de los TI son errores de intensidad y de fase.

- Siendo el error de intensidad derivado de la relación de transformación dado que no es igual a la relación nominal, se expresa en porcentaje y se rige mediante la siguiente ecuación:

$$\varepsilon_i = \frac{K_n \cdot I_s - I_p}{I_p} \quad (7)$$

Siendo:

K_n : Relación de transformación nominal

I_s : Intensidad secundaria real

I_p : Intensidad primaria real

- El error de fase es la diferencia considerada entre las intensidades primaria y secundaria, esta diferencia nunca es cero, pero sí llega a aproximarse mucho.

En este presente proyecto se emplearán los TI como elemento para protección por tanto se debe asegurar una precisión suficiente de valor igual a varias veces la nominal, por tanto se han de añadir una serie de errores para garantizar la precisión:

- El error compuesto es el valor eficaz de la diferencia entre los valores instantáneos de la intensidad primaria y el producto de la relación de transformación nominal por los valores de intensidad secundaria real a lo largo de un período, viene definido por la siguiente ecuación en tanto por ciento:

$$\Sigma_c (\%) = \frac{100}{I_p} \cdot \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T (k_n \cdot i_s - i_p)^2 dt} \quad (8)$$

- La intensidad límite de precisión nominal es el valor más elevado de intensidad primaria a la cual el equipo proporciona el límite del error compuesto conectando en el secundario la carga de precisión.
- El factor límite de precisión nominal es la relación entre la intensidad límite de precisión nominal y la intensidad nominal primaria, este factor está condicionado a la carga conectada al secundario y se obtiene con la siguiente expresión:

$$FLP_{real} = FLP_{nominal} \cdot \frac{R_b + R_{CT}}{R'_b + R_{CT}} \quad (9)$$

Siendo:

R_b : Carga de precisión

R'_b : Carga real conectada al TI

R_{CT} : Resistencia interna del TI

La clase de precisión del TI empleado es de 5P10, que indica que tiene un error del 5% hasta un valor de diez veces la corriente nominal.

Se emplearán 6 transformadores de intensidad suministrados por ARTECHE modelo ACD-24, cuya configuración empleada es de 10 A a 5 Asec.

Mediante la inyección de corriente con un equipo OMICRON se han obtenido las verificaciones de los TI's. de esta forma se comprueba que los datos facilitados por el fabricante coinciden con los reales.

1.3.5.4 Transformador de Potencia

Este ha sido modelado por la alumna mencionada anteriormente, Inés Palka. Ha sido ella quien ha facilitado los datos para el estudio y determinación correcto de los ajustes del relé SEL 487 E.

Se trata de un transformador de potencia de 500 VA con unas tensiones de 380/220 V de los devanados primario y secundario respectivamente. Al ser un transformador de baja potencia nominal ha sido necesario una extrapolación para poder trabajar con el programa AcSELerator QuickSet, será explicada detalladamente en el apartado de capítulo de AJUSTE DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR SEL 487E.

Dicho trafo posee una impedancia de cortocircuito porcentual de 2%, este dato es necesario para ajustar las función 50-51 pues es necesario conocer la intensidad a partir de la cual se debe operar, en el apartado de ajustes detallará más detenidamente.

1.3.5.5 Cargas conectadas

Para los cálculos de cortocircuito se ha supuesto una carga cuya potencia nominal corresponde con la potencia nominal del transformador, siendo este valor 500 VA con $\cos\varphi = 0,85$.

1.4 Objetivo del TFG

Se ha orientado este TFG como guía para el desarrollo de una práctica de laboratorio, por tanto, su finalidad consiste en explicar y diseñar las partes constituyentes de una protección diferencial de transformador para el desarrollo de futuros alumnos en la asignatura de Protecciones Eléctricas en la UC3M ya mencionada en la introducción.

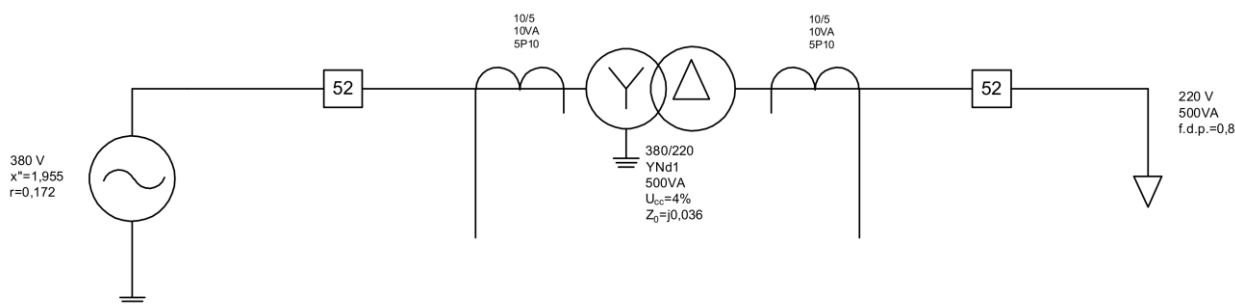


Fig. 7 Esquema unifilar del sistema

2 PROTECCIONES DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA

2.1 Filosofía de protección

El Sistema de Protección ha de crearse con el fin de atender y resolver posibles fallas, así como tratar de evitarlas y mitigarlas cuando tengan lugar.

Dentro del Sistema de Protección se pueden encontrar cuatro tipos de protecciones:

- Protecciones Preventivas
- Protecciones Incorporadas en los Equipos
- Protecciones Principales
- Protecciones de Respaldo

Las Protecciones Preventivas se emplean para dar aviso de una anomalía que puede dar lugar a una falla del equipo. Este tipo de protecciones suelen monitorizarse con parámetros que evalúan su variación.

Las Protecciones Incorporadas en los Equipos vienen diseñadas de fábrica y permite supervisar las condiciones de operación.

Las Protecciones Principales deben tener una actuación instantánea, este sistema se compone de una Protección Principal y otra Secundaria, ambas actúan a la vez y no es necesaria su coordinación. Para una mayor seguridad se suelen emplear protecciones redundantes.

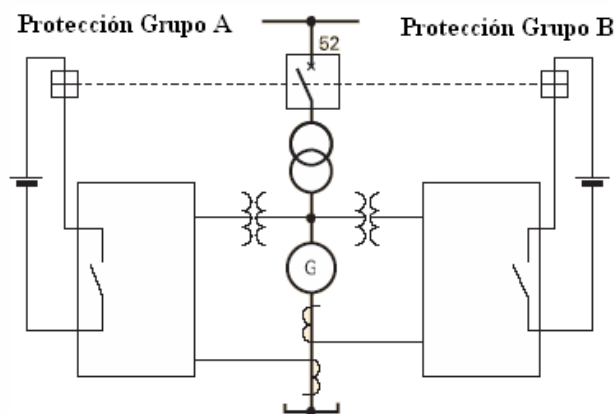


Fig. 8. Protecciones redundantes [7]

Las Protecciones de Respaldo constituyen la segunda línea de actuación, entran en funcionamiento con un tiempo establecido que permiten la actuación de las Protecciones Principales. Esta línea si necesita de coordinación para respetar la Selectividad del Sistema de Protecciones.

En este presente proyecto se van a tratar las protecciones principales del transformador y las de respaldo, ambas están implementadas en un único relé de protección diferencial SEL 487E.

Las protecciones principales están constituidas por la función diferencial 87T y la función de sobreintensidad instantánea 50. Las protecciones de respaldo están constituidas por las funciones 51 y 51N.

A continuación se describirá brevemente de cada una de ellas.

2.1.1 Protección diferencial del transformador 87T

La protección diferencial del transformador se basa en la comparación de intensidades aguas arriba y aguas abajo del transformador, siendo estas adaptadas en ángulo y magnitud para poder aplicar la 1ª Ley de Kirchhoff al sistema, tomando como convenio de signos las intensidades entrantes positivas y las salientes negativas.

$$\sum I = 0 \quad (10)$$

Además, es necesario incluir la corriente de secuencia homopolar en esta aplicación de la 1ª Ley de Kirchhoff para obtener una medida correcta, también se deberá tener en cuenta el cambiador de tomas en caso de que el transformador disponga de ellas ya que esto hará variar los valores de referencia de las corrientes medidas y provocar disparos indeseados.

En caso de no conocer la corriente homopolar en algún lado del transformador se deberá eliminar del cálculo.

La comparación mencionada anteriormente se conoce como intensidad diferencial, y se emplea para la detección de faltas dentro de la zona u objeto a proteger, pues si se da una falta dentro de la zona existirá una corriente diferencial.

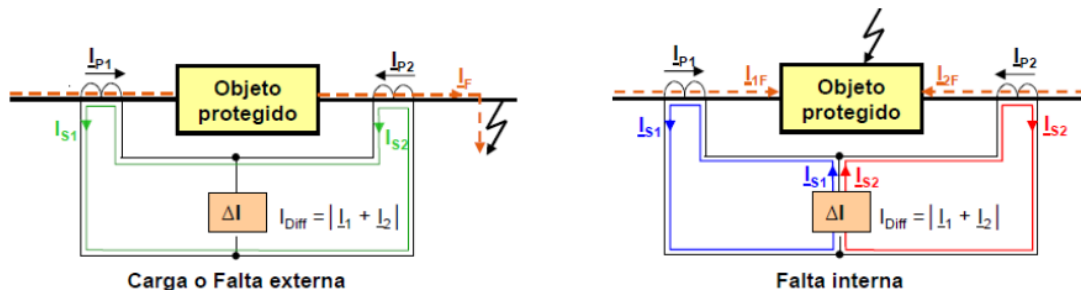


Fig. 9. Corrientes ante faltas externas e internas [8]

En el caso de estudio se empleará una protección diferencial porcentual, basándose en la comparación entre la intensidad diferencial y una intensidad de frenado. La retención por corriente porcentual es capaz de distinguir entre faltas dentro y fuera de la zona de protección. Cada fabricante tiene un algoritmo de diferencial, en caso del SEL 487E de SEL emplea una curva adaptativa de protección diferencial porcentual que contempla los errores de precisión de medida de las intensidades (primer tramo hasta IRT1 o IRT2), la linealidad de la curva de los TI's (SLP1) y la medida errónea ante la saturación de los TI's (SLP2), cambiando entre estas dos pendientes mediante una lógica que es capaz de detectar cuando la falta es externa. Se emplea la pendiente 2 cuando la falta es externa y la pendiente 1 cuando se da en la zona interna de protección.

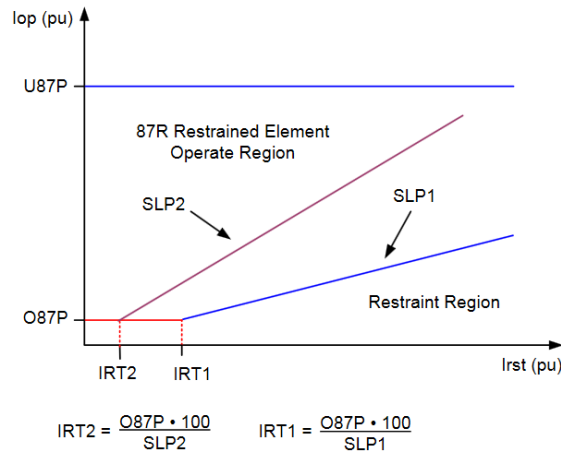


Fig. 10. Curva característica de intensidad diferencial [9]

De esta forma se observa una diferencia entre cuando la falta se ha dado dentro de la zona de protección, los TI's no llegan a saturar y entra rápido en la zona de disparo por una elevada corriente diferencial disparando ante el ajuste U87P, teniendo que ser la intensidad de frenado inferior a IRT1 (primer tramo hasta IRT1); sin embargo, cuando la falta se da en la zona externa a la delimitada por los TI's entra en funcionamiento la curva adaptativa bloqueando el disparo ante falta externa ganando en selectividad.

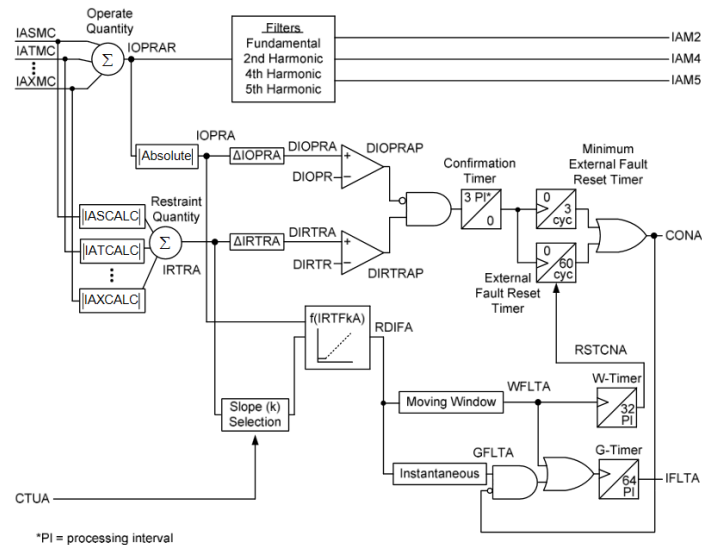


Fig. 11. Lógica de detección de falta externa o interna en la fase A [9]

Con objeto de evitar disparos intempestivos ante corrientes de *Inrush* como sobreexcitaciones se debe generar un bloqueo por segundo y quinto armónico respectivamente. Esto se consigue definiendo un porcentaje de estos armónicos en la onda a partir del cual se ordena el bloqueo de disparo.

Los elementos diferenciales no restringidos han sido diseñados para actuar rápidamente en caso de faltas con una corriente diferencial elevada, el SEL 487E proporciona tres tipos de elementos diferenciales:

- El primero consta de un elemento sin frenado que opera con corrientes diferenciales filtradas.
- El segundo contiene un elemento sin frenado que opera con corrientes diferenciales sin filtrar, esto hace que sea significativamente más rápido.
- El tercero se basa en la forma de onda, siendo este el más sensible.

La protección diferencial actúa tanto para faltas a tierra como con faltas polifásicas debiendo ajustar la sensibilidad, en este caso la instalación a proteger no está puesta a tierra teniendo el neutro aislado siendo recomendable aumentar la sensibilidad.

2.1.2 Protecciones de Sobrecorriente de fase y neutro 50/51/51N

Estas funciones ofrecen un respaldo frente a posibles fallas externas o una falta interna de gran severidad de la protección diferencial, este tipo de funciones deben coordinarse con las funciones correspondientes en barras y líneas cercanos a la zona del transformador.

Estas funciones son las más habituales y las más sencillas ajustar pues se encarga de supervisar la intensidad circulante por el elemento protegido y la compara con un valor umbral ajustado, cuando este es superado se entra en la zona de actuación y se ordena el disparo.

El corriente umbral para activar las funciones de sobrecorriente han de tener en cuenta las posibles perturbaciones de la red sin ser objeto de falta, esto hará discriminar entre un valor nominal de operación, junto con posibles errores debidos a una red no ideal, de una posible contingencia.

La función opera en base a dos variables: la intensidad y el tiempo, siendo esta última dependiente de la primera. Para corrientes elevadas el tiempo será inferior que ante corrientes bajas, por esto el tipo de curva de ajuste suelen ser a “tiempo inverso”.

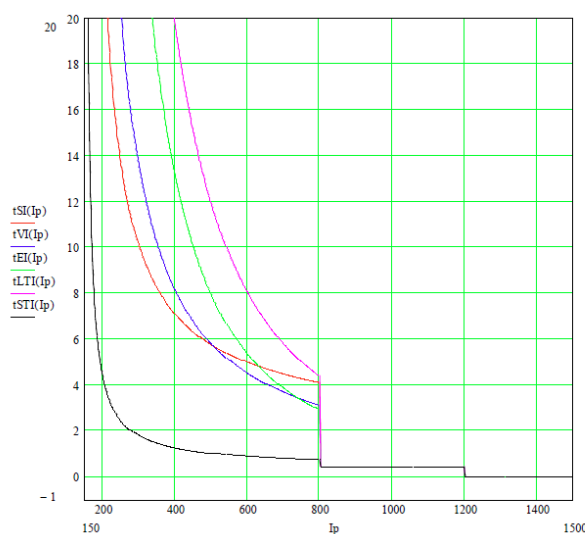


Fig. 12. Ejemplo curvas NI [10]

2.1.2.1 Protección sobrecorriente instantánea (50)

La función operará de forma instantánea una vez superado el valor para el cuál ha sido ajustada. En el ajuste ha de considerarse que no puede operar ante corrientes magnetizantes y su alcance queda confinado en el propio tramo, por tanto, su umbral de actuación deberá tener en cuenta la corriente máxima de no actuación y la mínima de actuación.

El problema que se presenta para el sobrealcance transitorio se da cuando se tiene una falta con una elevada componente de continua, esto provoca un aumento de la onda que realmente ve el relé. Aunque actualmente existen filtros para eliminar esta componente de continua es importante tener en cuenta esta condición para realizar un ajuste correcto.

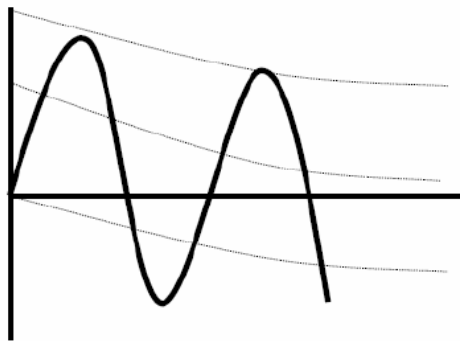


Fig. 13 Transitorio de una onda de intensidad

Siendo la intensidad que ve el relé de:

$$I_{ef,real} = \sqrt{I_{ef}^2 + I_{dc}^2} \quad (11)$$

2.1.2.2 Protección de sobrecorriente a tiempo definido (51/51N)

Se emplea para proteger efectivamente el transformador ante faltas en el lado de alta que tienen repercusión en el lado de baja/media y viceversa. También actúa como respaldo ante fallo de la protección principal.

La función 51 detecta faltas entre fases y monofásicas en niveles de tensión del transformador.

La función 51N está adaptada para detectar faltas a tierra.

Ambas funciones se ajustarán según una curva a tiempo definido y buscando cumplir con la selectividad del sistema se debe coordinar por tiempo con las protecciones de línea y de barras aguas abajo del transformador. Estas funciones operan siempre con la temporización definida una vez sea superado el umbral de la corriente ajustada

En caso de tener una configuración del transformador de tal forma que no circulase corriente homopolar por ese devanado (aislado de tierra), estas funciones no se

implementarán en dicho neutro. Esto se debe a la imposibilidad de retorno de la corriente de falta por el neutro.

2.1.3 Protección de fallo interruptor 50 BF

Esta función se emplea como respaldo ante un posible fallo en la apertura del interruptor, ya sea por fallo mecánico a la hora de operar o bien por la incapacidad de extinguir el arco eléctrico generado por la falta. Esta función garantiza la extinción de la falta mediante la supervisión del interruptor durante su maniobra de apertura. Cuando esta función se active se deberá garantizar la extinción de la falta mediante el disparo de los interruptores adyacentes. Se trata de una función de apoyo para preservar la seguridad del sistema y entra en funcionamiento cuando se detecta que la corriente sigue circulando por el interruptor al que se le ha ordenado disparar [5].

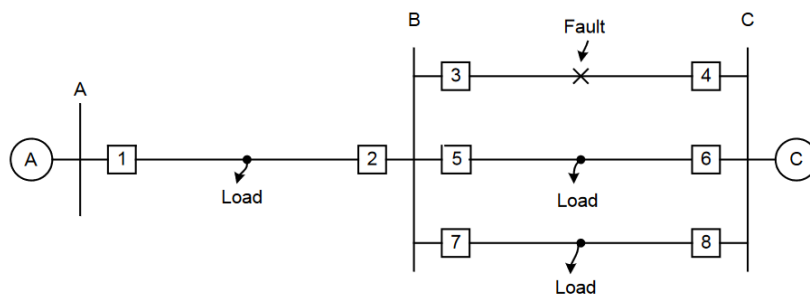


Fig. 14 Ejemplo de falta monofásica [5]

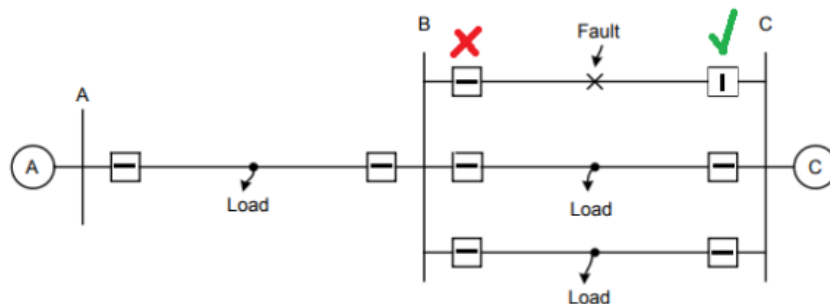


Fig. 15 Ejemplo de fallo de interruptor [10]

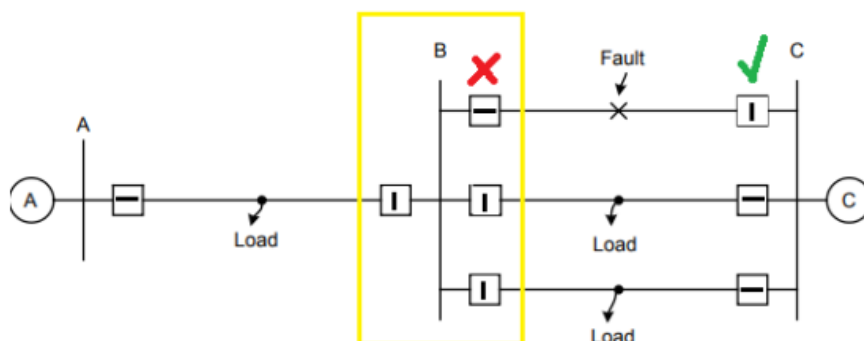


Fig. 16 Ejemplo aplicación función fallo interruptor [10]r

La función se inicia al haber superado el umbral de amperios secundarios suministrados por el TI, desde ese momento se compara la corriente vista por el neutro. Ante posibles desequilibrios en el sistema se ha de fijar un valor de referencia a partir del cual se activa la detección de corriente que circula por el neutro, evitando así que inicie el temporizador un disparo de un interruptor monopolar.

De esta forma se tienen dos formas de detectar un fallo del interruptor, se supervisa la corriente de fase y la de neutro, que cuando se supera el umbral se envía una señal que esta se compara con los detectores de fase abierta. Si en el tiempo programado no se ha despejado la falta se activa esta función ordenando disparo en menos de un ciclo.

2.1.4 Función de sincronismo 25

La presente función verifica que existe una sincronización de las fases antes de cerrar los interruptores, pero se contempla una pequeña oscilación en cuando a magnitud, desfase y frecuencia se refiere.

Para verificar el sincronismo ambos lados del interruptor han de estar en fase y se verifican los siguientes criterios:

- La tensión de las fases debe tener condiciones sanas.
- La diferencia de potencial existente entre ambos extremos del interruptor debe estar dentro de los parámetros establecidos.
- Se deben cumplir ambos puntos a la vez

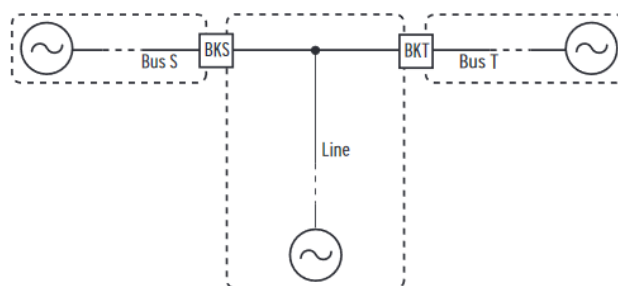


Fig. 17. Ejemplo de aplicación de la función 25 [9]

2.2 Criterios generales de protección

Para ajustar correctamente el sistema de protección de un transformador es necesario establecer unos criterios para garantizar la coordinación con el resto de las protecciones del sistema.

- El sistema de protección no debe actuar ante la corriente transitoria de magnetización de los transformadores.
- Las funciones de sobreintensidad no deberán arrancar por debajo del 140% de la intensidad nominal del transformador.
- Las faltas externas a los transformadores deben despejarse en tiempos compatibles con las limitaciones térmicas de los mismos.
- Los valores de las funciones de intensidad serán referidos a los valores captados por los TT/I cableados al relé.

Para las protecciones de transformador en una red radial se aplican los siguientes unos criterios más específicos que se detallarán en los siguientes apartados.

2.2.1 Criterios de función 87T

Para garantizar el correcto funcionamiento de la protección diferencial es necesario determinar una serie de parámetros a tener en cuenta que pueden darse en el día a día de un transformador. Debido a esto es necesario tener presente ciertos criterios en el ajuste para garantizar la obediencia de la protección. Las complejidades del diseño de una protección diferencial de transformador son las siguientes:

- El desfase introducido por el grupo de conexión del transformador entre las componentes vectoriales de la intensidad primaria y la secundaria.
- Compensar la corriente homopolar
- Bloquear ante corrientes magnetizantes *Inrush*
- Detección de faltas externas y bloqueo ante faltas externas de elevada intensidad
- Variación de valores por unidad introducidos por el cambiador de tomas

Dichas complejidades han de ser abordadas tratando de mitigar su perturbación al funcionamiento de la protección.

2.2.1.1 Estabilización de la intensidad

Ante faltas externas de elevada intensidad se puede llegar a causar disparo de la protección debido una saturación de los TI's que desencadene en una corriente diferencial errónea. Esto sucede si la intensidad diferencial aumenta y la de frenado disminuye superando el umbral ajustado.

Para no efectuar disparo el relé está preparado con una curva adaptativa que varía entre dos curvas dependiendo de las condiciones de operación, siendo SLP 1 la pendiente en condiciones normales y faltas internas, y empleando la pendiente SLP 2 para faltas externas. Esta curva adaptativa es dependiente de una lógica que permite conmutar entre ambas pendientes.

La pendiente que conmuta entre SLP1 o SLP2 toma como referencia:

$$IOPx = k \cdot SLPc \cdot IRTx \quad [9] \quad (12)$$

Siendo:

- $IOPx$: el valor ajustado de la corriente diferencial de arranque por fase
- $IRTx$: el valor ajustado de la corriente de frenado por fase
- c : 1 ó 2 (en función si la falta es interna o externa respectivamente)
- $SLPc$: la pendiente empleada
- $K = 1$



Fig. 18. Curva diferencial adaptativa [9]

El disparo se hará efectivo cuando la intensidad de operación ($IOPx$) supere al umbral ajustado (O87P) y comparando cuando la falta sea interna o externa siguiendo la siguiente lógica:

2.2.1.2 Bloqueo de corriente magnetizante y sobreexcitación

El contenido del segundo y cuarto armónico presente en la corriente se emplea para generar un bloqueo de la protección diferencial ante una energización del transformador de potencia. Un porcentaje elevado del quinto armónico es señal de una sobreexcitación de los TI's, por tanto, será también necesario definir un bloqueo. Ambos bloqueos están determinados por umbral considerado, del orden del 15 % para el contenido del segundo y un 30% para el contenido del quinto.

2.2.1.2.1 Detección de *Inrush* basada en la forma de onda

Las corrientes de energización suelen tener la característica de un elevado porcentaje de segundo armónico los nuevos transformadores con materiales mejorados reducen las pérdidas y esto genera unos niveles bajos de estos armónicos y comprometer así ciertas lógicas.

Empleando el método de detección mediante la forma de onda se pueden solventar estos problemas, pues emplea un algoritmo de tiempo de espera (*Dwell time*). Las corrientes de magnetización de los transformadores trifásicos muestran un perfil de onda pequeña y plana llamadas tiempos de permanencia, coincidiendo entre sí cada fase. Este es el elemento que detectado en este algoritmo detectando el *inrush* y supervisa el contenido de segundo armónico. Cabe mencionar que es necesario conocer la tipología constructiva del transformador, pues se ha de activar la lógica apropiada. [9]

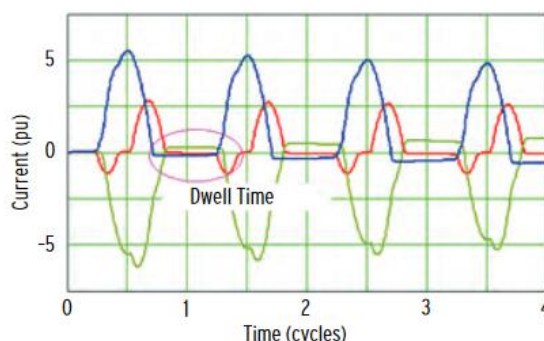


Fig. 20. Dwell time en *Inrush* [9]

2.2.2 Criterios de protección de las funciones de fase del transformador de potencia

2.2.2.1 Sobreintensidad instantánea de fase (50)

Dicho ajuste debe garantizar la actuación ante las faltas ubicadas en la zona de protección del transformador (delimitada por los TI's a ambos lados) y la no actuación en zona de barras o más allá de la zona mencionada anteriormente. También se debe tener en cuenta la intensidad transitoria magnetizante para su no actuación mientras se da esta.

Por todo lo mencionado anteriormente, para los ajustes se emplearán las siguientes condiciones:

- El valor de la intensidad de arranque ha de ser menor que la mínima intensidad de cualquier cortocircuito (usualmente bifásico) ocurrido en barras en la parte del devanado primario (AT).

2.2.2.2 Sobreintensidad a tiempo definido de fase (51TD)

Los criterios [11] a tener en cuenta para ajustar esta función como parte de la principal serán:

- El valor de la intensidad de arranque ha de ser menor que la mínima intensidad de cualquier cortocircuito ocurrido (usualmente bifásico) en barras en la parte del devanado primario (AT).
- El valor de la intensidad de arranque ha de permitir al menos una sobrecarga del 140% (siendo la intensidad 1,4 veces superior a la nominal).
- No debe actuar ante intensidades transitorias magnetizantes(0,5 segundos para 5 veces la nominal).
- El tiempo de actuación debe ser inferior al tiempo crítico de barras

Los criterios a tener en cuenta para función de respaldo [11] serán:

- El valor de la intensidad de arranque ha de ser menor que la mínima intensidad de cortocircuito en barras del devanado secundario (normalmente bifásico). Esta se verá afectada con un coeficiente de 0,85.
- El valor de la intensidad de arranque ha de permitir al menos una sobrecarga del 140% (siendo la intensidad 1,4 veces superior a la nominal).
- No debe actuar ante intensidades transitorias magnetizantes.
- El tiempo de actuación será coordinado con las funciones de sobreintensidad referidas al secundario del transformador.

Para aplicar esta función será necesario en la mayoría de los casos una segunda función o un escalón 51TD por sus condiciones.

2.2.2.3 Sobreintensidad de fases a tiempo dependiente (51)

Es tratada como una función de respaldo a la principal y viene caracterizada por una curva que relaciona la intensidad que miden los TI's con el tiempo de actuación.

Los ajustes vendrán condicionados por los siguientes criterios:

- El valor de la intensidad de arranque ha de permitir una sobrecarga en el transformador del 140%, referido a la medida del TI se traduce en una medida de 1,4 veces la intensidad nominal.
- No debe actuar ante intensidades magnetizantes (0,5 segundos para 5 veces la nominal).
- Debe coordinar en tiempo con cualquiera de las funciones de sobreintensidad asociadas al devanado secundario del transformador de potencia.

2.2.2.4 Fallo de interruptor (50BF)

Esta función es diseñada para detectar cualquier tipo de funcionamiento anómalo en el interruptor en su apertura, este fallo puede darse en la operación del mecanismo de apertura o ante la imposibilidad de extinción de la corriente de falta. Esta función debe llevar implícitos mecanismos para extinguir dicha falta cuando se active esta función.

Los ajustes vendrán condicionados por los siguientes criterios:

- La intensidad de arranque ha de ser inferior a la de la función 51 del devanado correspondiente.
- El tiempo de actuación deberá de ser inferior al tiempo crítico del sistema ante faltas en barras o en bornas del transformador. Para aquellos casos en los cuales el tiempo crítico sea inferior al margen de coordinación primará la selectividad del sistema.

3 AJUSTE DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR SEL 487E

La configuración de los dispositivos de SEL se ha realizado mediante el software AcSELeRator QuickSet® que permite configurar los ajustes del relé.

Cómo fue mencionado en el primer apartado de este documento para implementar los ajustes en el relé se tuvo que realizar una extrapolación de sus valores nominales, a continuación se detallan los valores reales y los extrapolados:

	Valores reales nominales			Valores extrapolados nominales		
	Intensidad (A)	Tensión (V)	Potencia (VA)	Intensidad (A)	Tensión (KV)	Potencia (MVA)
Primario	0,76	380		759,67	380	
Secundario	1,31	220		1312,16	220	
General			500			500

Tabla 1 Valores nominales reales y extrapolados del transformador

	Relaciones de transformación		
		TI	TT
Real		10/5	NA
Extrapolado	Primario	2000/5	$380000 / \sqrt{3} \cdot 110$
	Secundario	3000/5	$220000 / \sqrt{3} \cdot 63,5$

Tabla 2 Relaciones de transformación reales y extrapoladas

Una vez presentados los datos de la extrapolación es necesario recalcar que los ajustes se han realizado en valores secundarios, los cuales siempre están referidos al valor real.

Primero se ha de introducir el número de referencia del relé en el software para trabajar con sus mismo hardware y poder conectar con él a posteriori para cargarle los ajustes generados. Una vez este proceso haya sido realizado se ha procedido a la configuración de los ajustes globales. Se accede a ellos a través de la siguiente ruta y se han configurado como muestra la siguiente imagen:

Global > General Global Settings

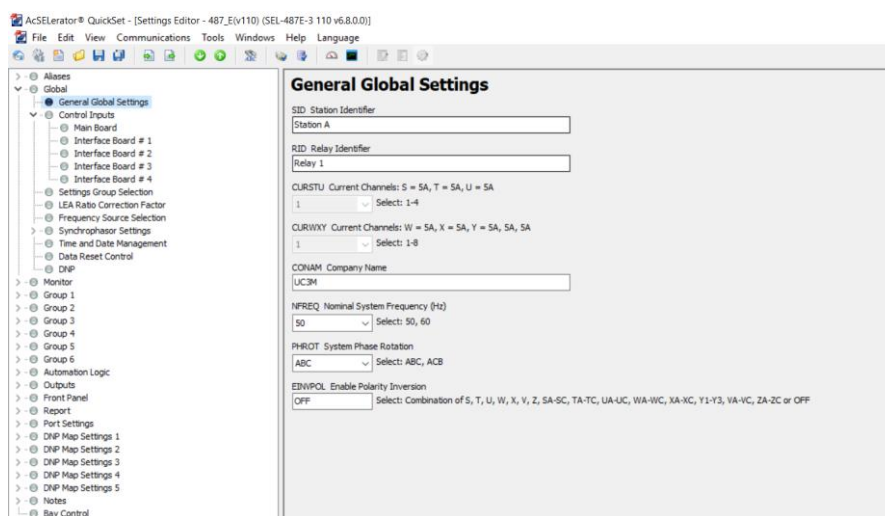


Fig. 21 Configuración general del relé 487E

En este apartado se debe fijar la frecuencia del sistema, el sentido de rotación de las fases y si se desea invertir la polaridad (es más útil en campo, pues requiere de mayor precisión y cuidado en la configuración de los ajustes).

A continuación se habilitan las condiciones para las cuales debe activarse cada grupo de ajustes, como en este caso se han realizado todos los ajustes de las funciones en el mismo grupo, en el grupo correspondiente ha de estar siempre activo y esto se configura con un 1 lógico. Se accede a esta configuración a través de la siguiente ruta:

Global > Settings Group Selection

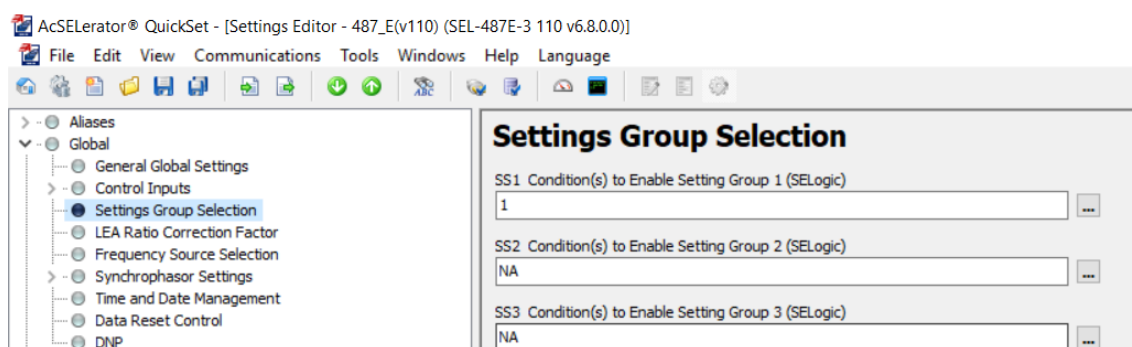


Fig. 22 Selección de grupo de ajustes

Se debe fijar el terminal correspondiente la fuente de frecuencia que en este caso es el lado de alta tensión (S). Se configura en el apartado *Frequency Source Selection*:

Global > Frequency Source Selection

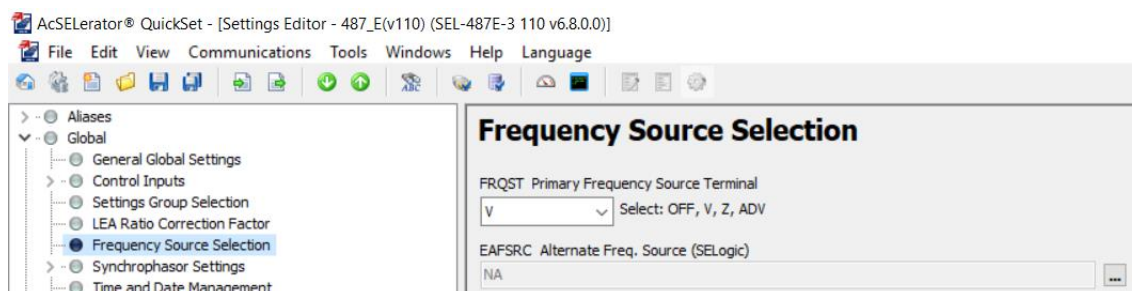
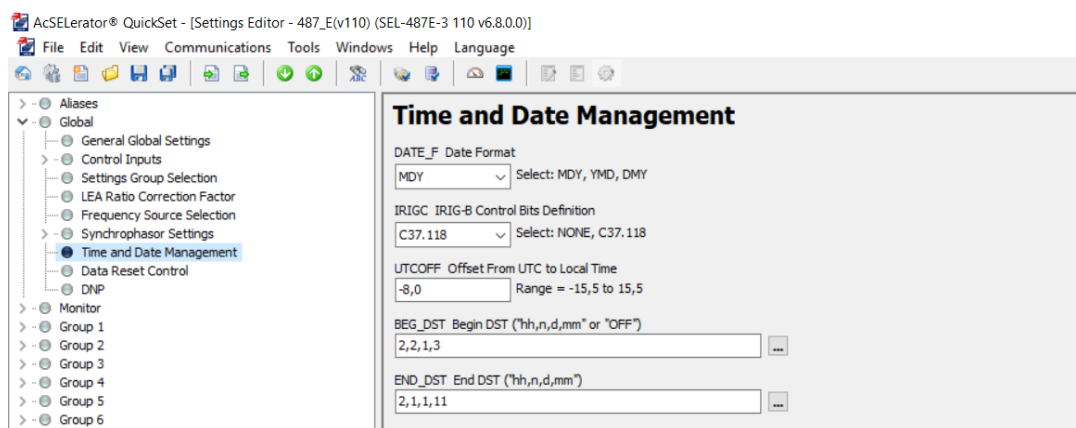


Fig. 23 Selección del terminal de la fuente

Los *reports* servirán para analizar los disparos en las pruebas de los ajustes, y la configuración de IRIG-B se ha de configurar como se muestra en la siguiente imagen:

Global > Time and Data Management



La posición de los interruptores se asignará a unos contactos del relé y estos variarán su estado dependiendo de la posición del interruptor. Para asociar cada interruptor a los contactos se ha de realizar mediante la siguiente ruta y se mostrarán en las imágenes los contactos asociados:

Monitor > Breaker Settings > Breaker S/T¹ Settings

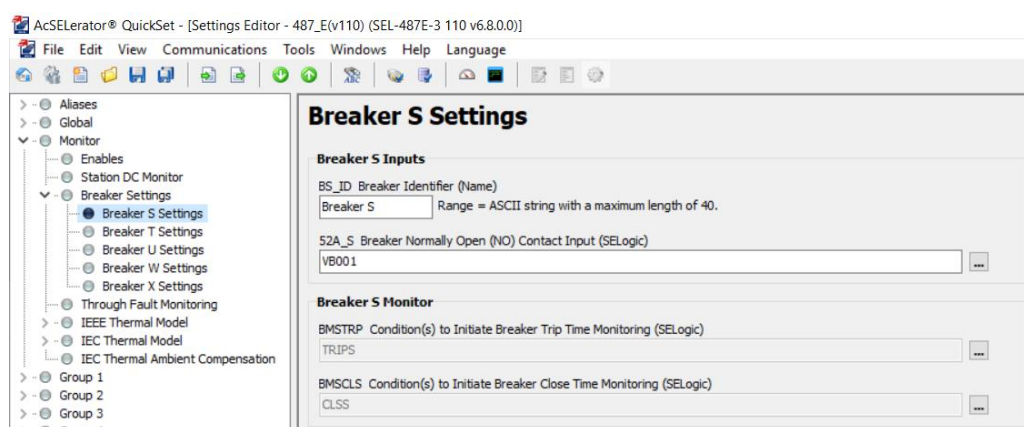


Fig. 24 Configuración interruptor de alta

¹ Cada interruptor debe ir asociado con su correspondiente devanado siendo el terminal S el de alta y T el de baja.

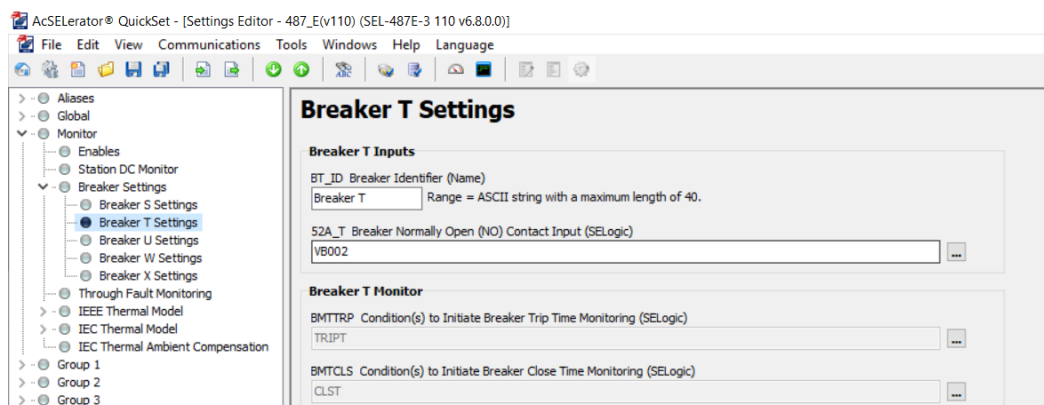


Fig. 25 Configuración interruptor de baja

Para configurar las funciones de protección primero se han de habilitar en el grupo de ajustes, para ello se deberá de acceder a la siguiente ruta y habilitar las funciones como se muestra en la imagen:

Group 1 > Set 1 > Relay Configuration

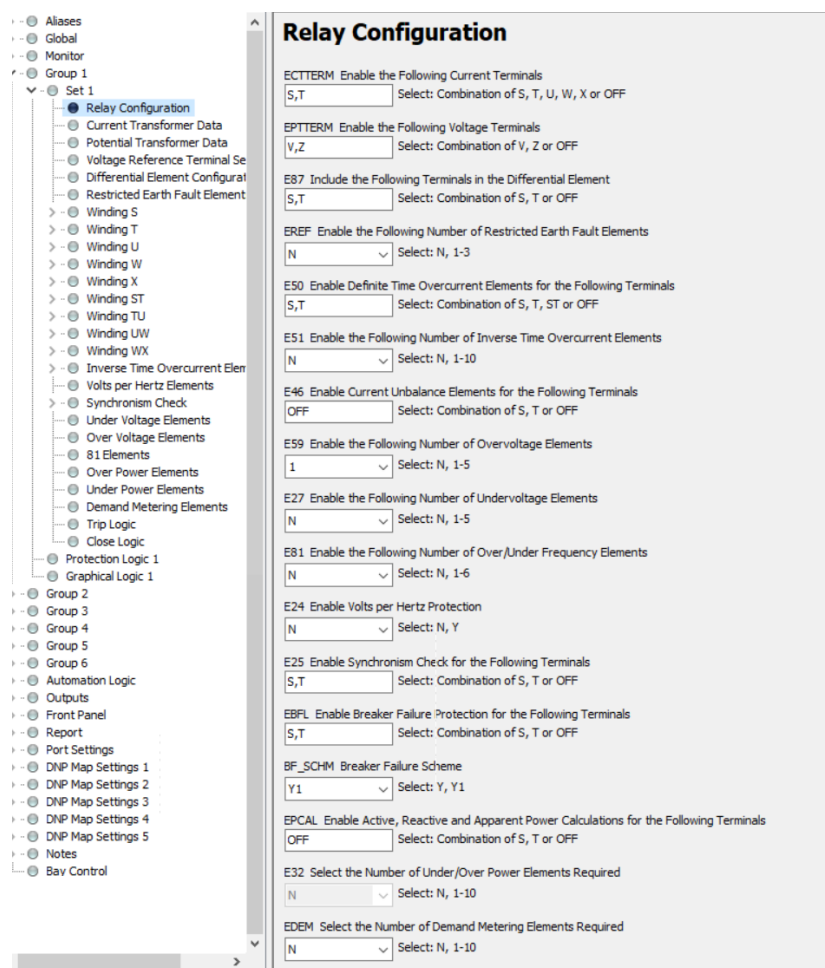


Fig. 26 Funciones habilitadas en rele SEL 487E

La configuración del SEL 487E está preparada para recibir información de los terminales de tensión e intensidad de ambos devanados. Las funciones habilitadas se dividen en dos tipos: funciones principales y de respaldo.

- **Funciones principales:**
En este grupo sólo entra la función diferencial 87T y como se muestra en la imagen anterior está habilitada para tomar las medidas de las intensidades secundarias de los TI's de ambos devanados.
- **Funciones secundarias:**
En este grupo entran las funciones de sobrecorriente (50-51), se han habilitado para las tres fases de ambos terminales, y de sobretensión (59), esta función se ha propuesto sólo en el devanado de baja por su conexión delta que se comporta como un sistema aislado de tierra sin neutro accesible, esta función limita las sobretensiones en este tipo de líneas.
- También existen funciones para garantizar la seguridad y estabilidad del sistema, para ello las funciones empleadas han sido la correspondiente a la verificación del sincronismo (25) y la de fallo de interruptor (50BF), ambas han sido habilitadas para los terminales de alta y de baja.

El esquema configurado para el fallo de interruptor corresponde con el de máxima seguridad para la red, corresponde el esquema Y1 habilitado en *BF_SCHM*. El esquema de la lógica se muestra a continuación:

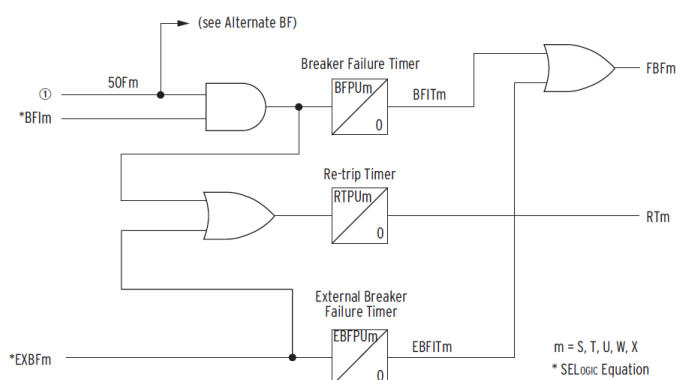


Fig. 27 Lógica Y1 de la función fallo de interruptor [9]

En el capítulo [Fallo de interruptor](#) se explicará detalladamente este esquema además de la configuración de sus parámetros.

Para las relaciones de transformación de los TI's se deben introducir con los parámetros extrapolados y el tipo de conexión entre bornes. La relación pasa a ser de 1/2 a 400, se extrapola la relación manteniendo la intensidad del secundario en 5 Asec y con los valores extrapolados nominales ($I_{n\text{extra}}$) se obtiene la mínima relación de transformación posible y a partir de este valor se obtiene una relación normalizada que cumpla con la calculada, se han elegido las relaciones de 2000/5 (400) y 3000/5 (300) con el lado de alta y de baja respectivamente. Las conexiones están en estrella.

La configuración se realizará a través de la siguiente ruta:

Group 1 > Set 1 > Current Transformer Data

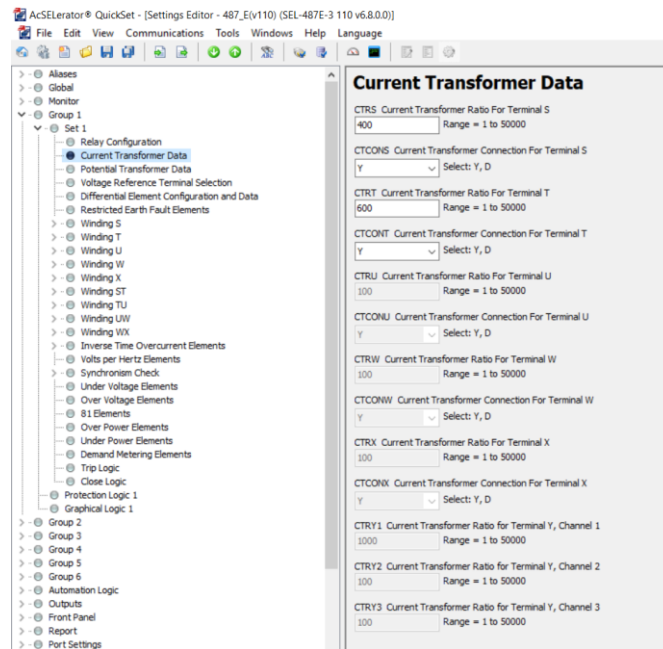


Fig. 28 Configuración de los TI's

La configuración de los transformadores de tensión se ha realizado teniendo en cuenta la extrapolación de los valores nominales y los que tendrá de referencia en la realidad el relé, siendo estos últimos 110 Vsec y 64 Vsec respectivamente.

El ratio extrapolado de los TT's es del orden de 2000 siendo el resultado de las tensiones extrapoladas y las tensiones reales que toma de referencia el equipo, esta operación corresponde con $380000 / \sqrt{3} \cdot 110$ y $220000 / \sqrt{3} \cdot 63,5$ los TT's del lado de alta y de baja respectivamente. Se divide por $\sqrt{3}$ al llevarse las tensiones fase-neutro no los valores de línea.

Se configurará en el relé mediante la siguiente ruta:

Group 1 > Set 1 > Potential Transformer Data

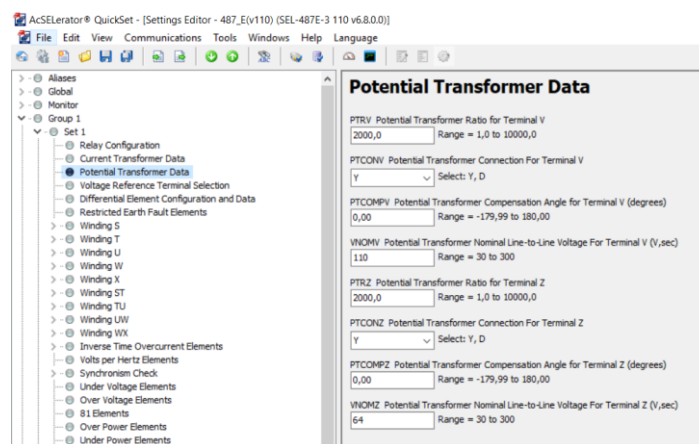


Fig. 29 Configuración de los TT's

Una vez establecidos los parámetros de los transformadores de tensión se designan los terminales correspondientes al lado de alta y al de baja siendo estos los terminales V y Z respectivamente. Para ello se ha de seguir la ruta:

Group 1 > Set 1 > Voltage Reference Terminal Selection

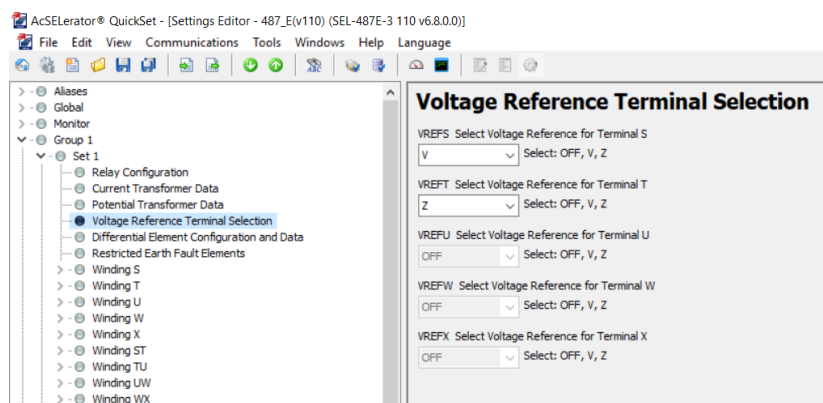


Fig. 30 Asignación de tensiones a los devanados

3.1 Protección diferencial de transformador (87T)

El relé SEL 487E tiene varias aplicaciones de la función diferencial, pero en este caso sólo se empleará la diferencial de frenado porcentual y la diferencial sin frenado.

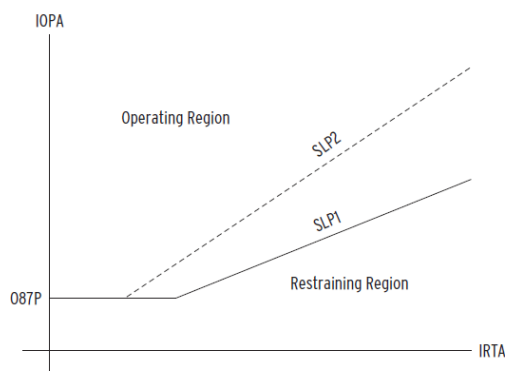


Fig. 31 Curva adaptativa de la función diferencial [9]

La función de frenado porcentual (87R) está dotada de una pendiente adaptativa para dotar de mayor estabilidad al sistema, esta variación de la pendiente está gobernada por la lógica (Fig. 11. Lógica de detección de falta externa o interna en la fase A). También responde ante la energización del transformador con un bloqueo del elemento diferencial mediante la detección de al menos un 15% de componente correspondiente

al segundo armónico, así como un 20% del cuarto. Tiene un bloqueo por quinto armónico si se supera este armónico en al menos un 35% de la onda, este corresponde con la sobreexcitación de los transformadores de intensidad.

Ante los nuevos materiales del núcleo magnético del transformador se ha incluido una detección del contenido de armónicos por la forma de onda, está basado en el Dwell-Time (*Detección de Inrush basada en la forma de onda*)

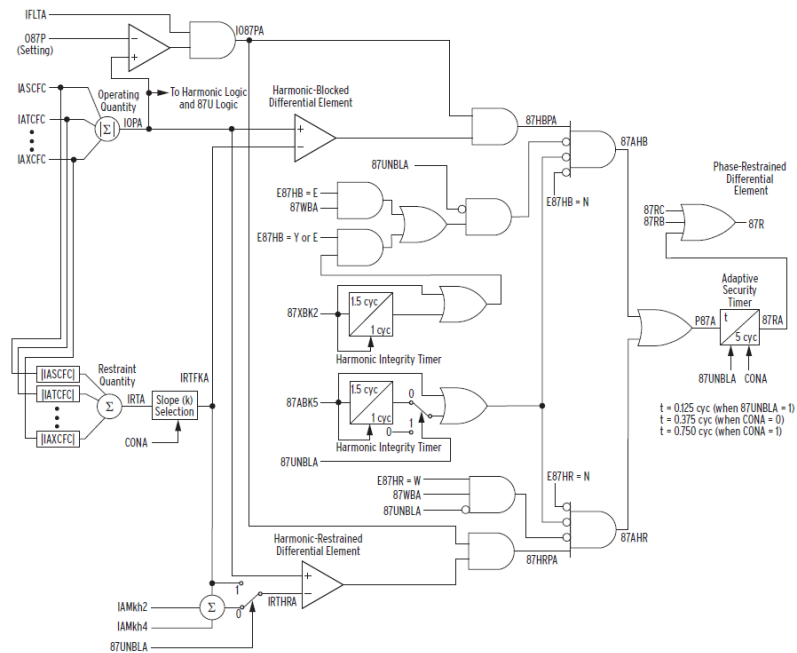


Fig. 32 Lógica disparo función diferencial de frenado [9]

La otra función diferencial habilitada es sin restricciones (87U), de tal forma que ante una corriente diferencial de una elevada magnitud ofrece un disparo muy rápido alargando la vida [9]a del transformador y evitando que circulen grandes corrientes.

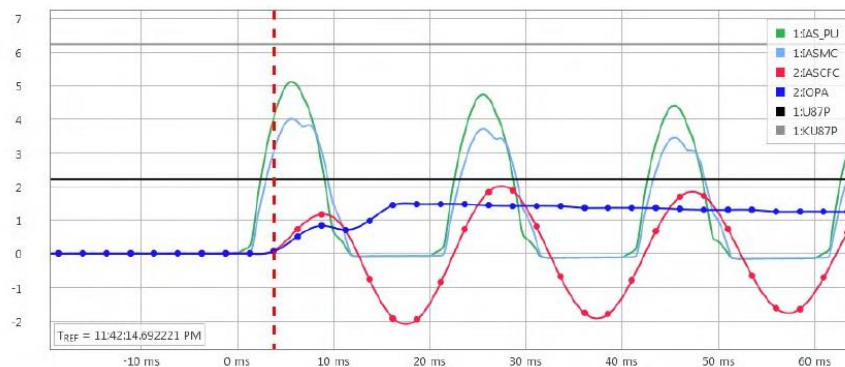


Fig. 33 Ejemplo de disparo por la diferencial sin frenado

La función 87U se han habilitado en los casos de:

- E87U con el parámetro F → el elemento diferencial sin restricción opera sobre la corriente filtrada.
- E87U con el parámetro R → el elemento diferencial sin restricción opera sobre la corriente son filtrar.

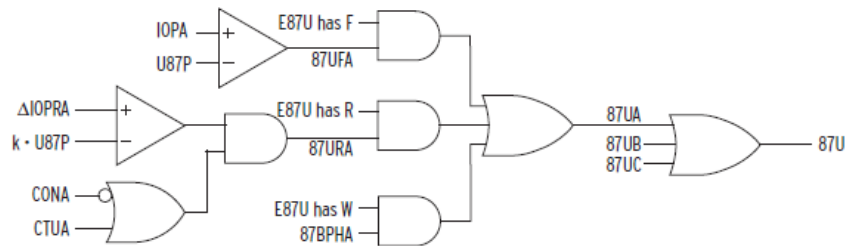


Fig. 34 Lógica de activación diferencial sin frenado [9]

Para que la función 87T ordene disparo es necesario que esté activada al menos una de las dos características expuestas anteriormente según muestra la siguiente lógica

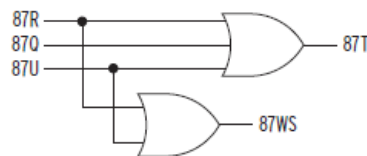


Fig. 35 Lógica de activación función diferencial [9]

Los ajustes de esta función se han realizado conforme a los criterios establecidos previamente en este documento, para garantizar la estabilidad del sistema se ha decidido hacer unos ajustes primando la seguridad a la sensibilidad, esto es debido a que no se tiene la información de la corriente de neutro y por tanto se pierde un 33,33% de la información. Por esta razón el *pickup* seleccionado para el arranque de la función porcentual se ha situado en 0,1 p.u., este es un valor muy sensible pero dadas las características del sistema y las intensidades de cortocircuito calculadas a través del programa PSEE@SINCAL dan del orden de miliamperios se ha optado por dicho valor. El *pickup* de la corriente sin restricción se ha ajustado según los criterios con un valor de 15 p.u.

Según el manual del fabricante se debe fijar la referencia angular en el devanado con la conexión en triángulo, por tanto se ha ajustado cómo si se tratase de un transformador Yn11d.

El parámetro DIOPR relaciona la corriente de operación con la corriente de restricción, de modo que si la corriente de restricción aumenta y no lo hace la corriente de operación conforme al ratio ajustado el relé entra en modo seguro y activa la pendiente SLP2. Este parámetro coincide con DIRTR que indica el ratio máximo para que el relé discrimina

entre aumento de carga del transformador y falta externa. Ambos parámetros han sido ajustados a l valor de 1,2 p.u.

Para configurar los ajustes de la función diferencial se debe seguir la siguiente ruta:

Group 1 > Set 1 > Differential element Configuration and Data

Differential Element Configuration and Data

Terminal S
E87TS Include Terminal S in the Differential Element for the Following Conditions

TSCTC Terminal S CT Connection Compensation
 Range = 0 to 12
VTERMS Terminal S Nominal Line-to-Line Voltage (kV)
 Range = 1,00 to 1000,00
TAPS Terminal S Current Tap (A,sec)
 Range = 0,50 to 175,00

Terminal T
E87TT Include Terminal T in the Differential Element for the Following Conditions

TTCTC Terminal T CT Connection Compensation
 Range = 0 to 12
VTERMT Terminal T Nominal Line-to-Line Voltage (kV)
 Range = 1,00 to 1000,00
TAPT Terminal T Current Tap (A,sec)
 Range = 0,50 to 175,00

Fig. 36 Ajustes de la función diferencial parte 1

Terminal U
E87TU Include Terminal U in the Differential Element for the Following Conditions

TUCTC Terminal U CT Connection Compensation
 Range = 0 to 12
VTERMU Terminal U Nominal Line-to-Line Voltage (kV)
 Range = 1,00 to 1000,00
TAPU Terminal U Current Tap (A,sec)
 Range = 0,50 to 175,00

Terminal W
E87TW Include Terminal W in the Differential Element for the Following Conditions

TWCTC Terminal W CT Connection Compensation
 Range = 0 to 12
VTERMW Terminal W Nominal Line-to-Line Voltage (kV)
 Range = 1,00 to 1000,00
TAPW Terminal W Current Tap (A,sec)
 Range = 0,50 to 175,00

Terminal X
E87TX Include Terminal X in the Differential Element for the Following Conditions

TXCTC Terminal X CT Connection Compensation
 Range = 0 to 12
VTERMX Terminal X Nominal Line-to-Line Voltage (kV)
 Range = 1,00 to 1000,00
TAPX Terminal X Current Tap (A,sec)
 Range = 0,50 to 175,00

Fig. 37 Ajustes de la función diferencial parte 2

Differential Element Configuration and Data

ICOM Internal CT Connection Matrix Compensation Enabled
 Select: Y, N

MVA Enter Transformer Maximum MVA Rating (MVA)
 Range = 1 to 5000, OFF

O87P Differential Element Operating Current Pickup (p.u.)
 Range = 0,10 to 4,00

SLP1 Slope 1 Setting (%)
 Range = 5,00 to 90,00

SLP2 Slope 2 Setting (%)
 Range = 5,00 to 90,00

E87U Enable Unrestrained Differential Element
 Select: Combination of F, R, W or OFF

U87P Unrestrained Element Current Pickup (p.u.)
 Range = 1,00 to 20,00

DIOPR Incremental Operate Current Pickup (p.u.)
 Range = 0,10 to 10,00

DIRTR Incremental Restraint Current Pickup (p.u.)
 Range = 0,10 to 10,00

E87HB Enable Harmonic Blocked Differential Element
 Select: Y, E, N

E87HR Enable Harmonic Restrained Differential Element
 Select: Y, W, N

E87Q Enable Negative Sequence Differential Element
 Select: Y, E, N

E87UNB Enable Waveshape Unblocking Logic
 Select: Y, N

PCT2 Second-Harmonic Percentage (%)
 Range = 5 to 100, OFF

PCT4 Fourth-Harmonic Percentage (%)
 Range = 5 to 100, OFF

PCT5 Fifth-Harmonic Percentage (%)
 Range = 5 to 100, OFF

TH5P Fifth-Harmonic Alarm Threshold (p.u.)
 Range = 0,2 to 3,2, OFF

TH5D Fifth-Harmonic Alarm Delay (cyc)
 Range = 0,000 to 8000,000

87CORE XFMR Core Type, One Three-Leg Core, or Single-Phase Units
 Select: T, S

87QP Negative Sequence Differential Element Operating Current Pickup (p.u.)
 Range = 0,05 to 1,00

SLPQ1 Negative Sequence Differential Slope (%)
 Range = 5 to 100

87QD Negative Sequence Differential Element Delay (cyc)
 Range = 2,000 to 9999,000

Fig. 38 Ajustes de la función diferencial parte 3

3.2 Sobreintensidad de fase (50-51)

Ante la función principal es necesario asignar unas funciones de respaldo, esto asegura que, en caso de no disparar ya sea porque no debe o por error de cualquier índole, entre en funcionamiento el disparo ordenado por esta función. La sobreintensidad de fase suele ajustarse con el código ANSI 50 siendo instantánea, pero en este caso se aplicará una temporización al servir de apoyo a la principal y por tanto se denominará 50-51.

Para ajustar el arranque se han seguido los criterios de protección los cuales han sido descritos en el capítulo anterior e indica que se debe permitir una sobrecarga del 140% de la corriente nominal ($1,4 \cdot I_n$).

La función obedece a la siguiente lógica:

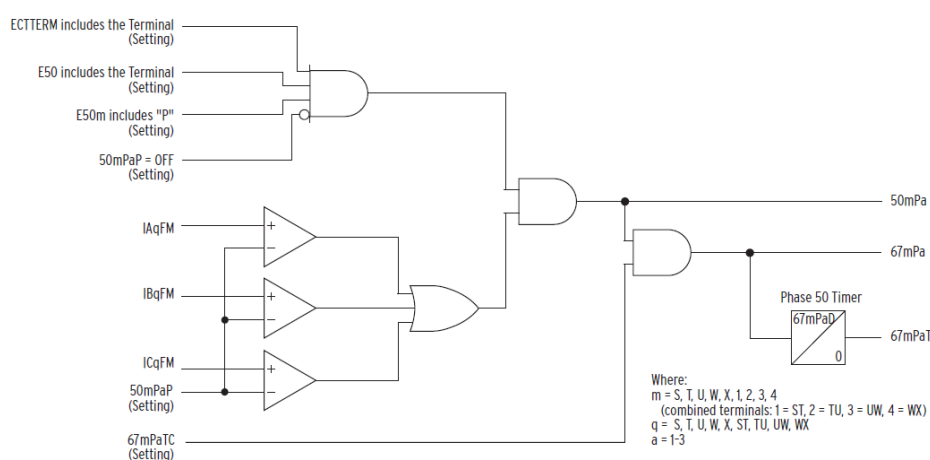


Fig. 39 Lógica de activación función 50-51 [9]

3.2.1 Terminal de alta tensión (S)

No se habilitarán elementos direccionales, pero sí se habilitará la detección de sobrecorriente de fase (P) y de secuencia cero (G). Para ello se debe acceder al parámetro E50S y configurarlo a través de la siguiente ruta:

Group 1 > Set 1 > Windind S > Overcurrent Elements Terminal S

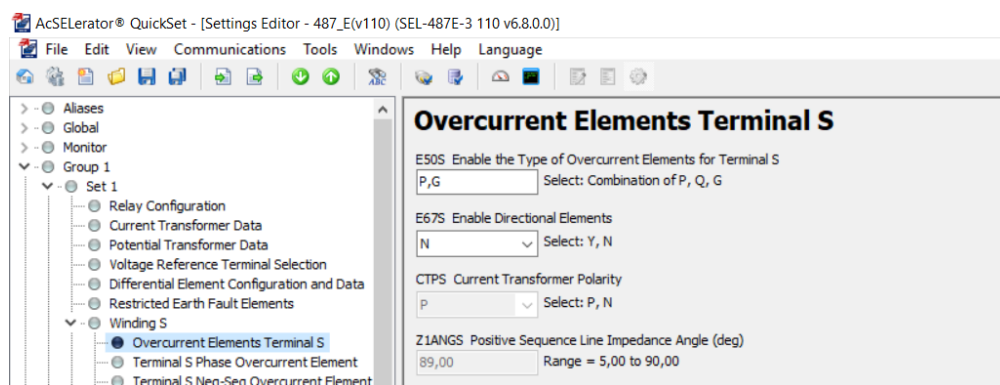


Fig. 40 Elementos habilitados de la función OC terminal S

Se ha condicionado el arranque de la función 50 del devanado de alta a que la función de sobrecorriente del lado de baja no esté activa, ya que la activación de la función 50 del devanado de baja supondrá una falta externa en dicha zona. Estableciendo este criterio de selectividad y con la consideración de la intensidad de arranque de $1,4 \cdot I_n$ se ajustará para el lado de alta con una temporización de 60ms (3 ciclos) accediendo a la siguiente ruta:

Group 1 > Set 1 > Windind S > Terminal S Phase Overcurrent Elements

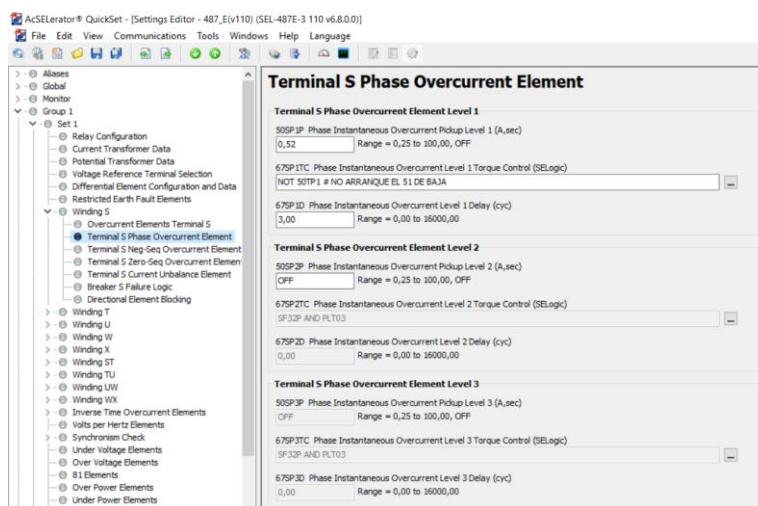


Fig. 41 Ajustes sobrecorriente terminal S

Para configurar la sobrecorriente de secuencia cero se ha tenido en cuenta que esta aparecerá ante sistemas con una falta a tierra por tanto ha de ser bastante sensible a ellas, se ha propuesto una temporización de 600ms (30 ciclos). Para configurarla se debe acceder a la ruta:

Group 1 > Set 1 > Windind S > Terminal S Zero-Seq. Overcurrent Elements

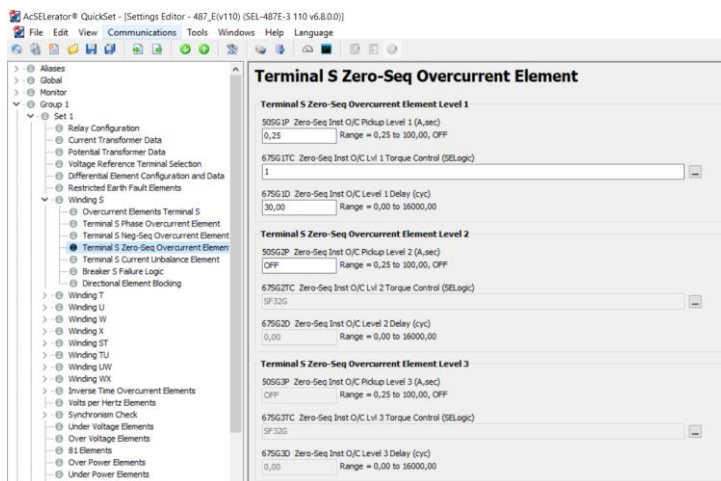


Fig. 42 Ajustes sobrecorriente de secuencia homopolar terminal S

3.2.2 Terminal de baja tensión (T)

Se habilitará exclusivamente la función de fase y no está condicionado a ninguna función su arranque. La temporización es de 400 ms (20 ciclos). El ajuste se ha realizado siguiendo el criterio de la intensidad de arranque ha de ser 1,4 veces la corriente nominal. Para configurar la función de el devanado de baja se hará a través de la siguiente ruta:

Group 1 > Set 1 > Windind T > Overcurrent Elements Terminal T

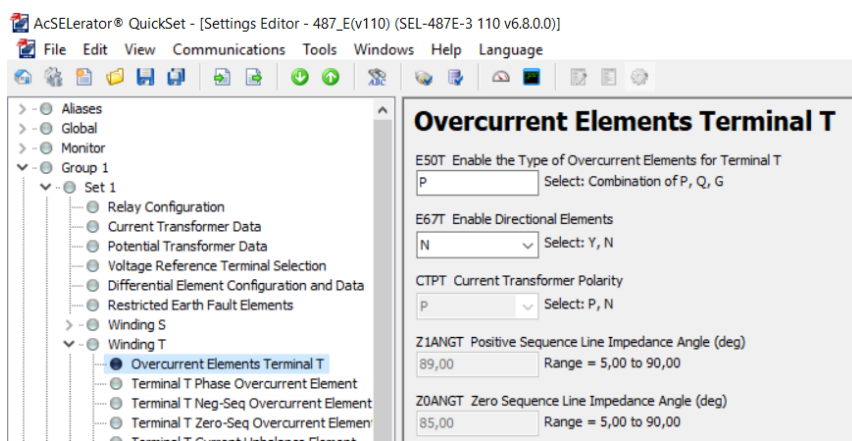


Fig. 43 Elementos habilitados de la función OC terminal T

Group 1 > Set 1 > Windind T > Terminal T Phase Overcurrent Elements

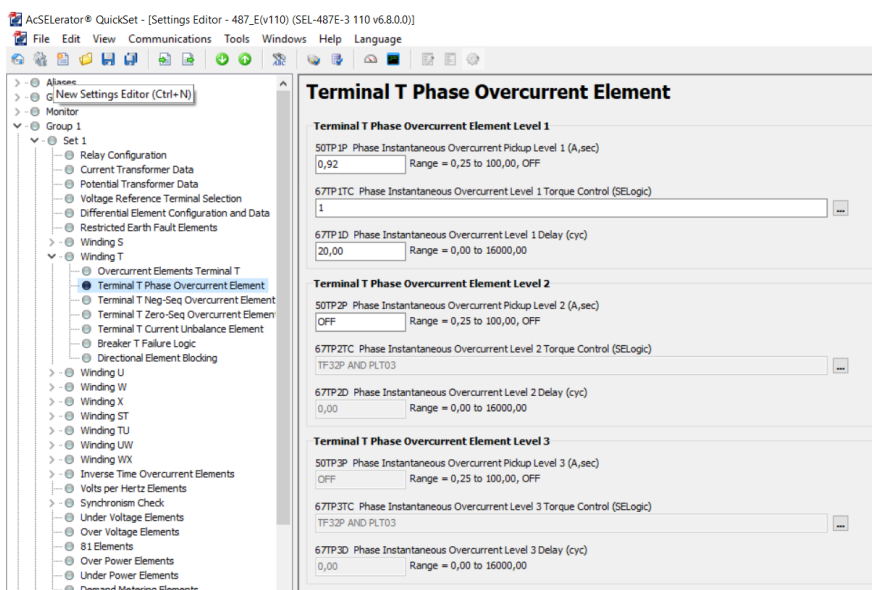


Fig. 44 Ajustes sobrecorriente terminal T

3.3 Fallo de interruptor (50BF)

Para la lógica de esta función se disponen de la lógica general y diferentes tipos de esquemas para escoger la lógica de activación de esta función. Se ha elegido el correspondiente con el tipo Y1 como se mencionó al principio de este apartado.

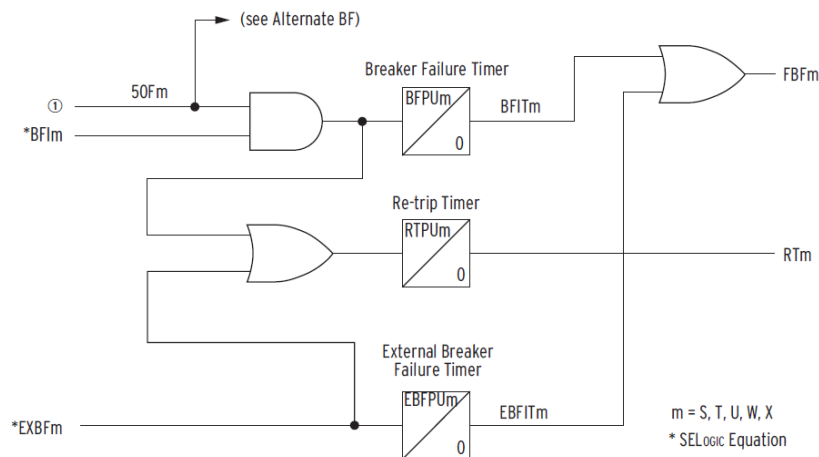


Fig. 45 Lógica actuación esquema Y1 fallo de interruptor [9]

Según la lógica se compara la intensidad que circula por las fases y neutro con la condición que inicia la activación de la función de fallo de interruptor, si ambas señales están activas se inicia el arranque del temporizador.

La condición de activación de fallo de interruptor corresponde al parámetro BFIm, siendo m el terminal del interruptor, y viene dado por la orden de disparo que ejecutan las funciones de cada devanado. Si el interruptor está en la parte de alta tensión (terminal S) sólo afectan esas funciones de ese devanado y si está en la zona de baja tensión (terminal T) sólo las propias de dicho terminal.

El temporizador se ha configurado en ambos a 200ms (10 ciclos) siendo este un tiempo superior al tiempo de apertura del interruptor rondando este los 50-80 ms dependiendo de cada fabricante.

Para configurar esta función en el lado de alta tensión se debe acceder a la siguiente ruta:

Group 1 > Set 1 > Windind S > Breaker S Failure Logic

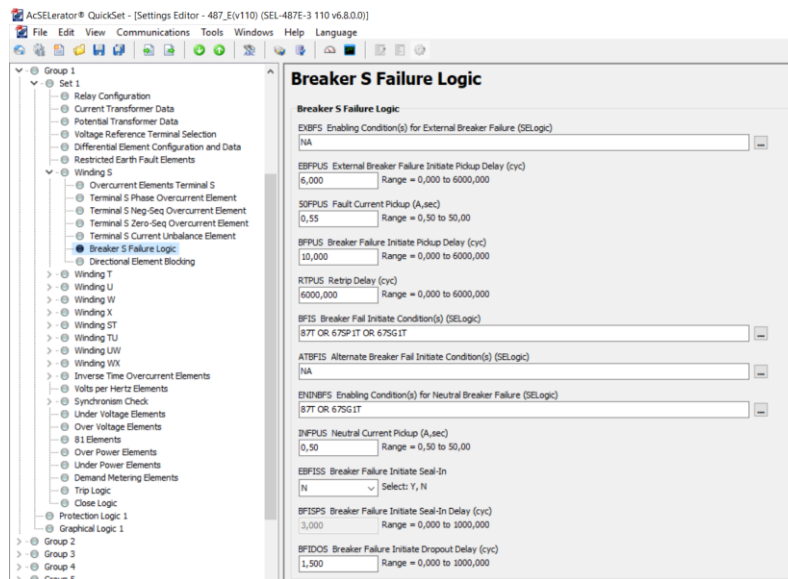


Fig. 46 Ajustes función fallo de interruptor lado alta

Para configurar esta función en el lado de alta tensión se debe acceder a la siguiente ruta:

Group 1 > Set 1 > Windind T > Breaker T Failure Logic

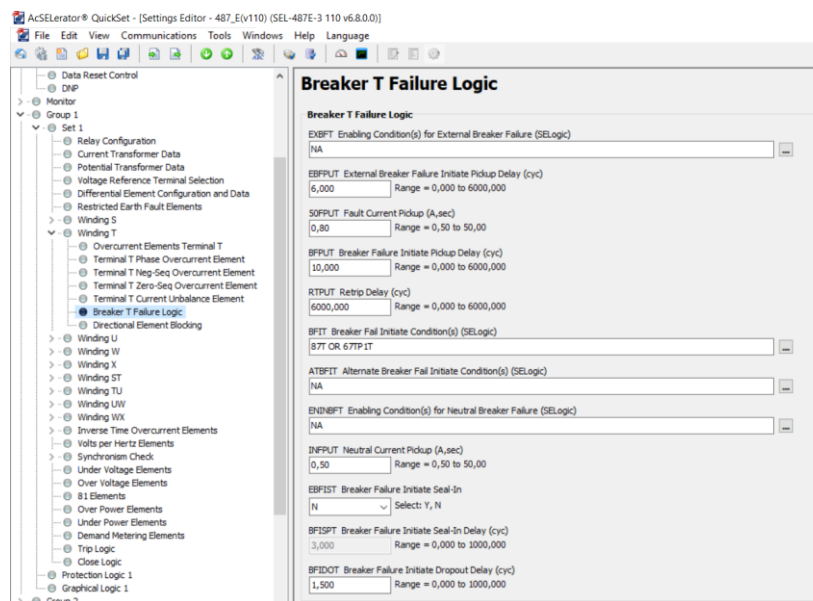


Fig. 47 Ajustes función fallo de interruptor lado baja

3.4 Control de interruptor

El interruptor podrá controlarse con los botones del panel frontal los cuales se deberán presionar durante un tiempo de seguridad. El control se realizará mediante los botones 1 y 7 para el lado de alta, abriendo y cerrando el interruptor respectivamente. En el lado de baja se ha asignado el control de interruptor a los botones 2 y 8, abriendo y cerrando respectivamente. Se ha implementado un tiempo de seguridad correspondiente a 1,2 segundos (60 ciclos).

Este control debe programarse mediante texto y para ello se debe acceder a la siguiente ruta:

Group 1 > Protection Logic 1

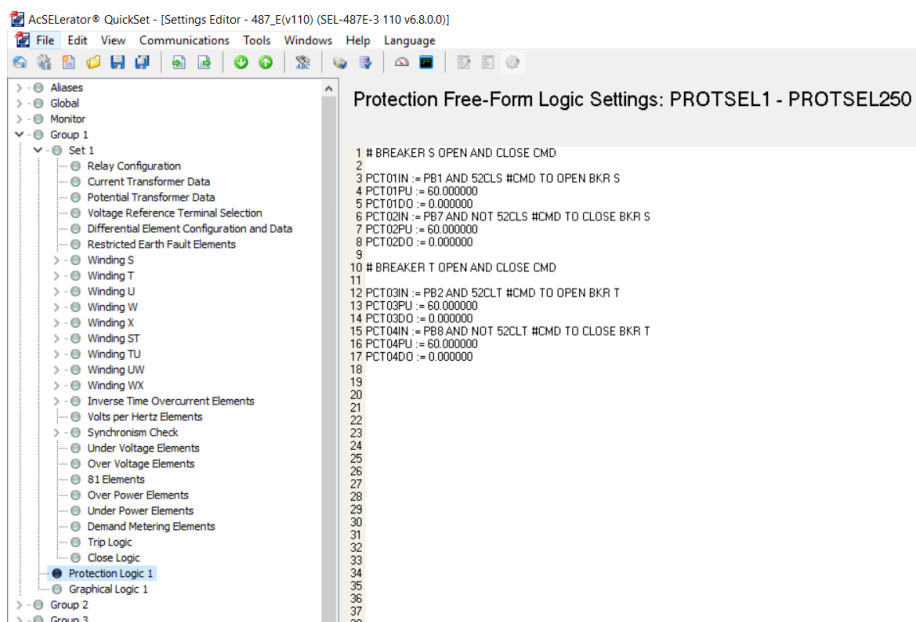


Fig. 48 Programación botones del panel frontal para gobernar los interruptores

Para comprobar el estado del interruptor se empleará el autómatas DPAC 2440 de SEL para enviar la posición del interruptor al relé y este enviará las ordenes de disparo, cierre y apertura de interruptores a través del autómatas todo este proceso se realizará por comunicaciones vía RJ45 mediante el protocolo IEC 61850.

En el capítulo [Configuración de comunicaciones 61850](#) se explicará detalladamente el proceso de comunicaciones con este protocolo.

3.5 Sincronismo (25)

Para ajustar la función de sincronismo se debe fijar la tensión que se va a emplear de referencia, en este caso se ha escogido la tensión de la fase A del lado de alta tensión. Se debe configurar en la siguiente ruta:

Group 1 > Set 1 > Synchronism Check > Synchronism Check (25) Reference

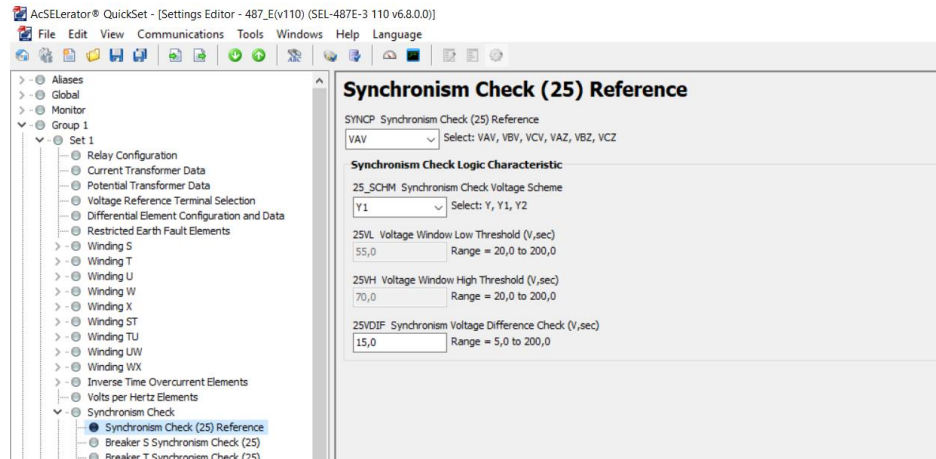


Fig. 49 Configuración tensión de referencia para función de sincronismo

Se define el esquema de la lógica para verificar el sincronismo como Y1, esta lógica comprueba que ambas tensiones estén en el umbral permitido para realizar el sincronismo y después activa la comprobación del sincronismo.

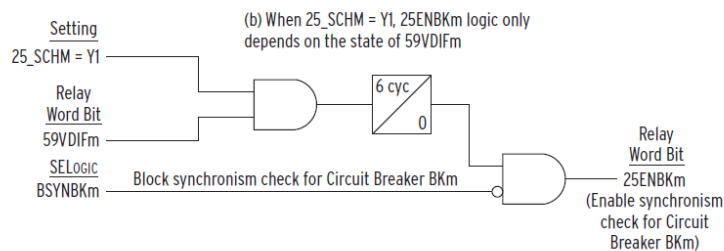


Fig. 50 Lógica de verificación del sincronismo

Para la sincronización del interruptor de alta es necesario tomar la tensión de una fase en lado del transformador del devanado de alta. Se deben ajustar los parámetros de desfase, ángulo límite de conexión y si existe una relación de transformación entre la tensión de referencia y la que se desea sincronizar es necesario incluirla, este último caso sólo aplicará en el lado de baja tensión cuya relación respecto con la referencia es la del transformador $\frac{380}{220} = 1.7272 \approx \sqrt{3}$.

La configuración de la función de sincronismo del terminal de alta se debe realizar siguiendo la ruta:

Group 1 > Set 1 > Synchronism Check > Breaker S Synchronism Check (25)

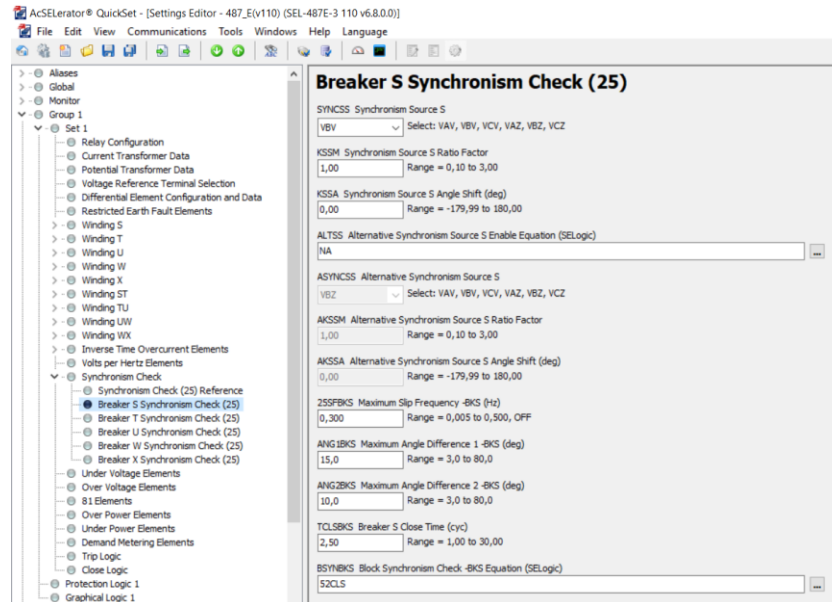


Fig. 51 Ajustes sincronismo interruptor S

La configuración de la función de sincronismo del terminal de baja se debe realizar siguiendo la ruta:

Group 1 > Set 1 > Synchronism Check > Breaker T Synchronism Check (25)

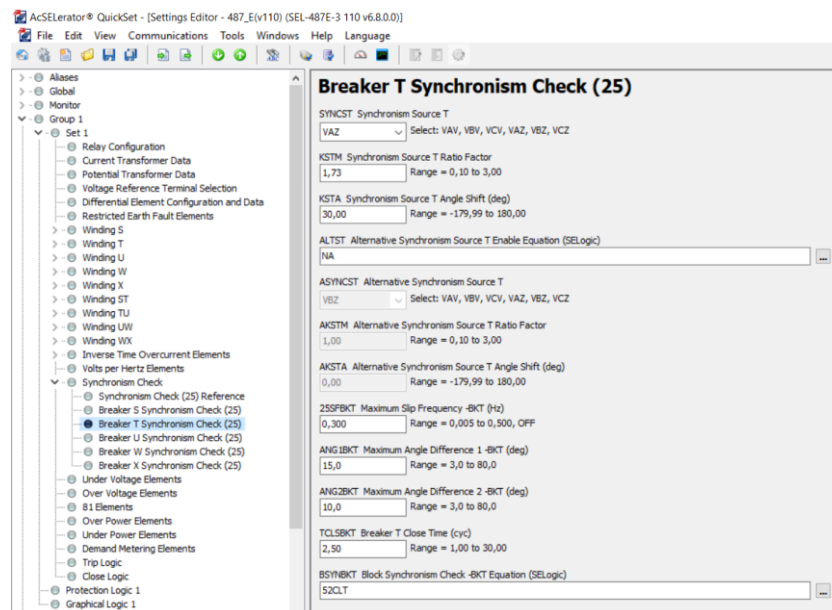


Fig. 52 Ajustes sincronismo interruptor T

3.6 Sobretencción (59)

La función se ha implementado para limitar la tensión en las fases sanas ante un cortocircuito a tierra en el lado de baja, esto se debe a que ante una línea aislada de tierra la tensión de cada fase en condiciones de operación normales es la tensión simple, sin embargo en estos sistemas cuando se da una falta monofásica a tierra la tensión fase-neutro de las fases sanas obtienen la magnitud de una tensión compuesta. Esto genera una sobretensión en las fases sanas muy considerable, de tal forma que conviene crear una alarma para tener controladas estas situaciones. Normalmente ante este tipo de faltas actuarían las protecciones de línea por ese motivo esta función genera una alarma y no un disparo.

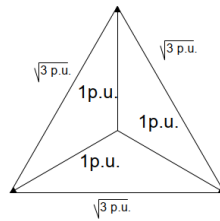


Fig. 53 Tensiones de un sistema aislado en CN

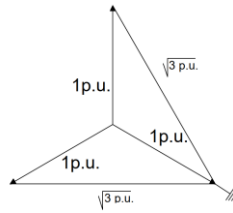


Fig. 54 Tensiones de un sistema aislado con falta monofásica

Como puede observarse las tensiones existentes entre fase-neutro se multiplican por $\sqrt{3}$. El cableado de los TT's es fase-neutro por tanto será necesario limitarlas para que no lleguen al valor compuesto. Esta limitación se realiza por la forma de cablear los TT's en el secundario formando un triángulo abierto entre cuyos extremos está una toma de tensión del relé.

La tensión en condiciones normales equivale a una tensión en el punto de equilibrio siendo:

$$\overrightarrow{V_{relé}} = \overrightarrow{V_{TA}} + \overrightarrow{V_{TB}} + \overrightarrow{V_{TC}} \cong 0 \quad (15)$$

En condiciones de falta monofásica a tierra se da el siguiente resultado:

$$\overrightarrow{V_{relé}} = 0 + \sqrt{3} \cdot \overrightarrow{V_{TB}} + \sqrt{3} \cdot \overrightarrow{V_{TC}} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{3} \cdot V_{nom,sec} \quad (16)$$

Conociendo el valor de la tensión nominal en Vsec como 63,5 Voltios secundarios se obtiene que:

$$\overrightarrow{V_{relé}} = 3 \cdot V_{nom,sec} = 3 \cdot 63,5 = 190,5 V_{sec} \quad (17)$$

Siendo este valor muy superior al valor nominal en voltios secundarios, se puede conseguir una limitación de la sobretensión con un valor que sea insensible ante un posible desequilibrio de la red pero sensible ante una falta.

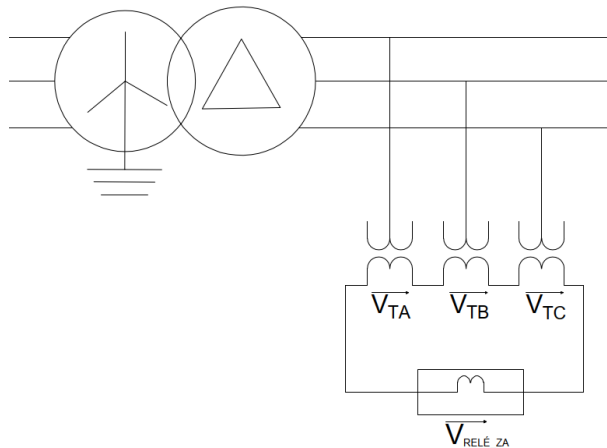


Fig. 55 Cableado de las tensiones del terminal T para la función 59

Para realizar esta limitación se deben configurar los ajustes según lo mencionado, deberá hacerse en la siguiente ruta:

Group 1 > Set 1 > Synchronism Check > Over Voltage Elements

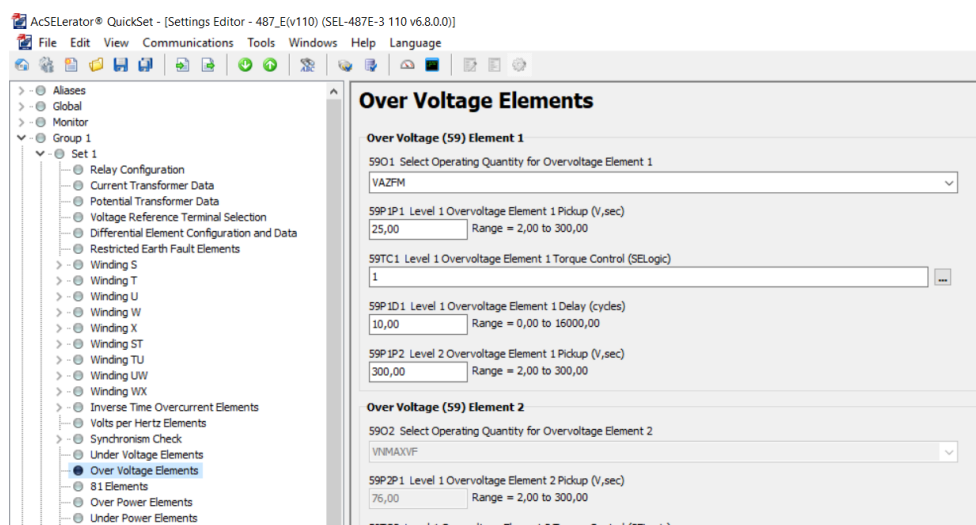


Fig. 56 Ajuste función 59 para el lado de baja

Esta lógica compara la intensidad diferencial con la intensidad de frenado de tal forma que si no crecen de manera uniforme el relé pasa a modo seguro y activa la salida de falta externa.

La detección de armónicos emplea una comparación entre la intensidad a frecuencia fundamental que llega al relé con la intensidad del armónico correspondiente, caso de no superar el porcentaje ajustado no se activa

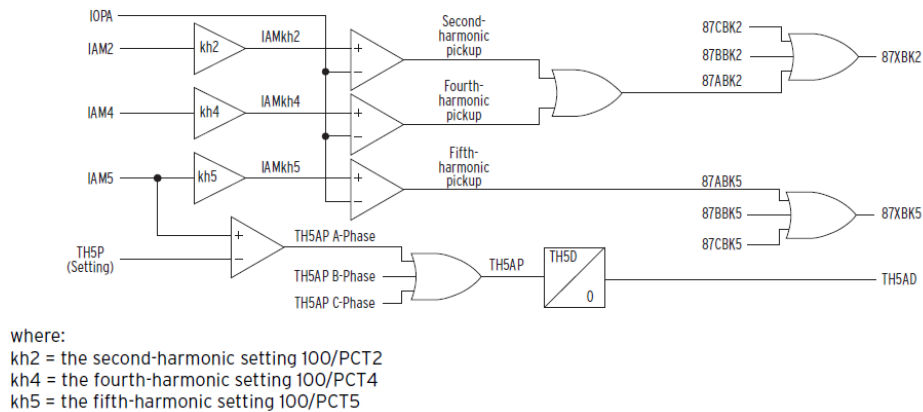


Fig. 59 Lógica de detección de armónicos de la fase A [9]

El relé cuenta con una detección de forma de onda mediante el Dwell-Time, en caso de existir corriente de *Inrush* se activará

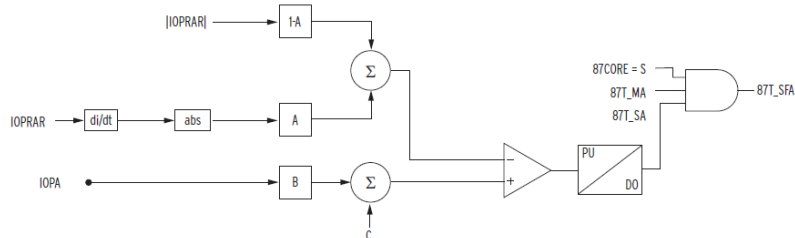


Fig. 60 Detección de Inrush por forma de onda Dwell-Time de la fase A [9]

3.7.1.1 Función diferencial con frenado

Este elemento diferencial compara continuamente las intensidades de operación con la corriente de *pickup* ajustada de tal forma que si la de operación supera a la de arranque comprueba si se trata de una falta interna o externa. Si se tratase de falta externa no prosperaría esta señal, sin embargo si la variable de falta interna (IFLTx) está activa se comprueba si existe algún bloqueo por armónicos o por *Inrush*, caso de no existir ningún bloqueo, se activará la salida 87R ordenando disparo.

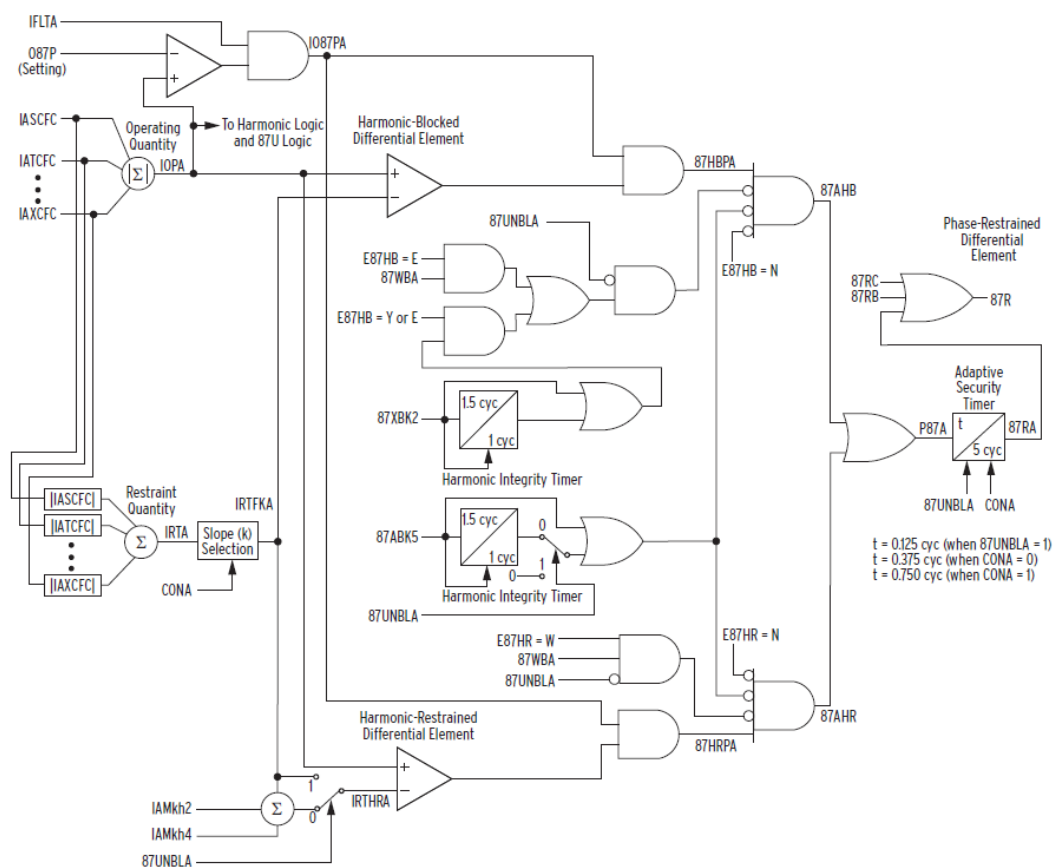


Fig. 61 Lógica 87R [9]

3.7.1.2 Diferencial sin frenado

Esta lógica compara directamente la intensidad de operación con la intensidad de pickup ajustada para este elemento, este elemento se puede llamar diferencial rápida actuando en cuanto este valor sea superado (este valor se ajusta en p.u.)

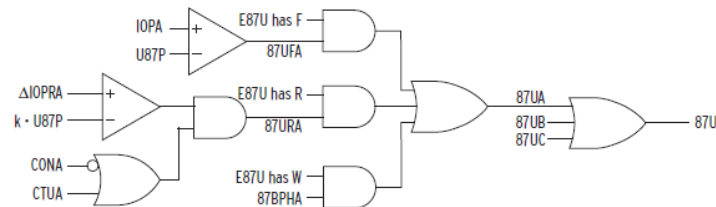


Fig. 62 Lógica 87U [9]

Una vez se han explicado las lógicas de los elementos de la protección diferencial estos se unifican en una última lógica de forma que cualquiera puede causar disparo por 87T según muestra la siguiente lógica:

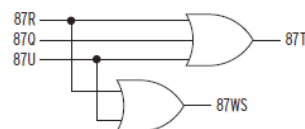


Fig. 63 Lógica 87T [9]

3.7.2 50-51 Sobrecorriente

Las funciones de sobrecorrientes han de estar temporizadas al ser funciones de respaldo. La principal es la diferencial y debe primar su disparo, sin embargo si el transformador puede ver reducida su vida útil debido a una sobrecorriente por una falta pasante debe actuar esta función de respaldo porque si los ajustes se han realizado correctamente la diferencial no actúa ante una falta externa.

La lógica de los elementos de la función 50-51 son:

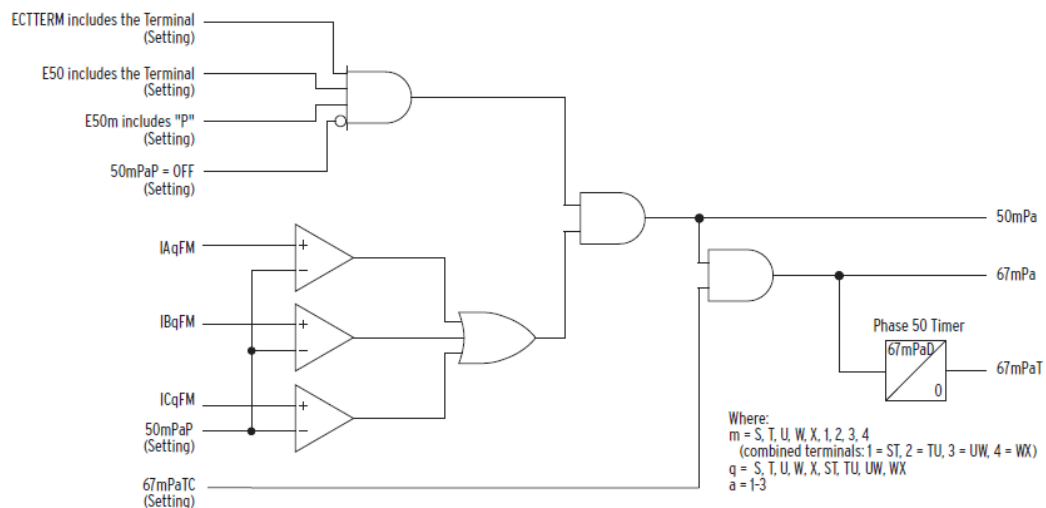


Fig. 64 Lógica de sobrecorriente [9]

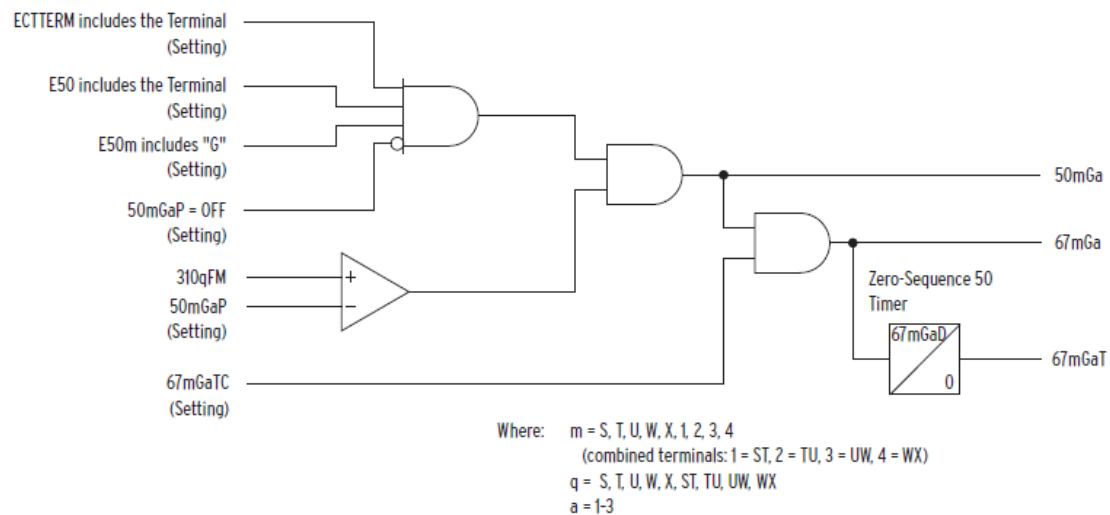


Fig. 65 Lógica de sobrecorriente de secuencia cero [9]

3.7.3 50 BF Fallo de interruptor

La función fallo de interruptor tiene una lógica principal que deriva en varios esquemas a escoger por el usuario

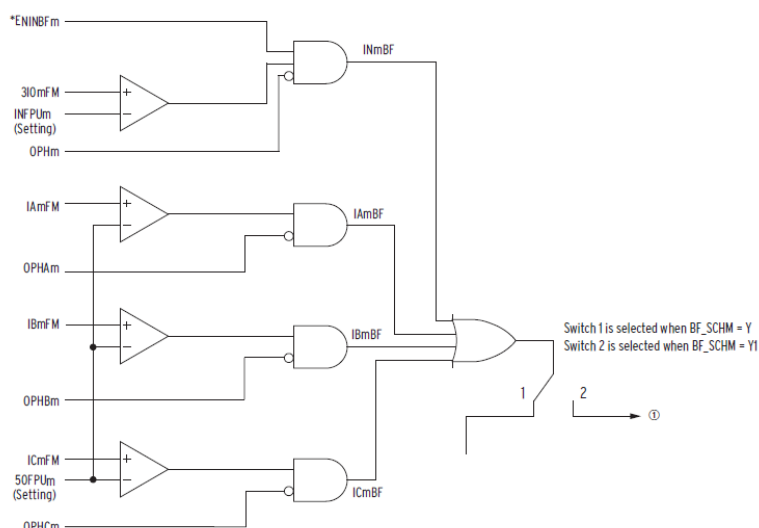


Fig. 66 Lógica principal 50BF [9]

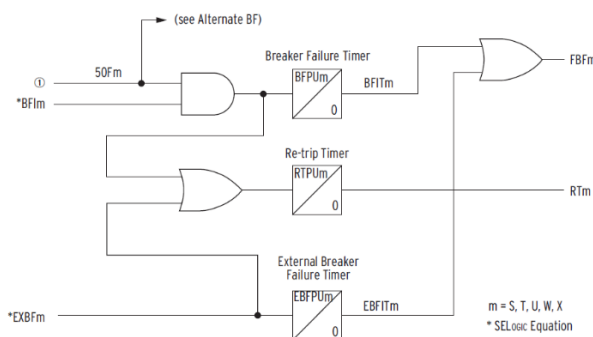


Fig. 67 Continuación esquema lógico Y1 de la función 50 BF [9]

La función se inicia al haber superado el *pickup* en amperios secundarios y compara la corriente vista por el neutro. Ante posibles desequilibrios en el sistema se ha de fijar un valor de referencia, se debe tener en cuenta que la red no está perfectamente equilibrada y por tanto no debe ser excesivamente sensible, a partir del cual se activa la detección de corriente que circula por el neutro, evitando así que inicie el temporizador un disparo de un interruptor.

De esta forma se tienen dos formas de detectar un fallo del interruptor, se supervisa la corriente de fase y la de neutro, una vez se supera el umbral una señal es enviada y comparada con la variable de fase abierta. Si en el tiempo programado no se ha despejado la falta se activa esta función ordenando disparo en menos de un ciclo.

3.7.4 25 Sincronismo

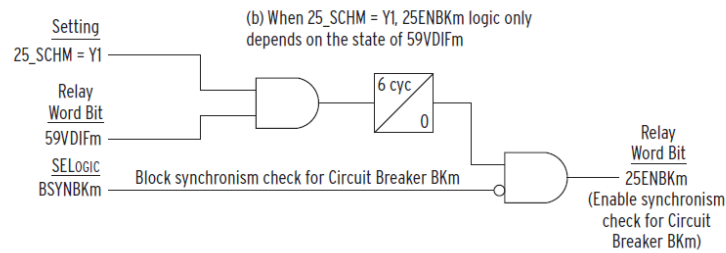


Fig. 68 Lógica de sincronismo Y1 [9]

Se comprueba que ambas tensiones estén umbral de los valores fasoriales permitidos para garantizar que los extremos del interruptor que se chequean están en sincronismo.

3.7.5 59 Sobretensión

La lógica que sigue la función 59 se corresponde con la mostrada a continuación:

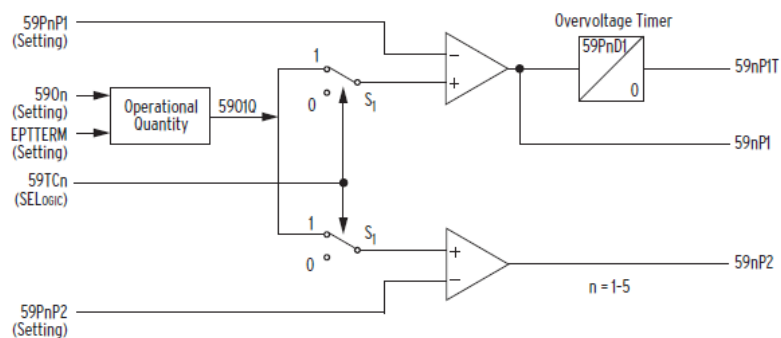


Fig. 69 Lógica función 59 [9]

Comprueba la suma de las tensiones de las fases en el devanado de baja con el umbral fijado, se activa cuando se supera el nivel de tensión ajustado en dicho umbral.

3.8 Configuración de comunicaciones 61850

La norma IEC 61850 es un “estándar de comunicación entre equipos de protección, control y medida dentro de una subestación automatizada”. Este protocolo abarca los parámetros de su arquitectura, configuración y modelos de datos [12]

La norma se basa en un modelo jerárquico clasificado por niveles de información, estando en la cima los dispositivos lógicos o *Lógica Device*, formados tras la unión de varios nodos lógicos (siendo este el punto fuerte del protocolo) que permiten el intercambio de información y la interacción entre los equipos de la red de comunicaciones. Por los nodos lógicos circula la información en paquetes de datos llamados CDC's (Common Data Classes) en los que se incluye la variable booleana, la calidad, el estado, etc.

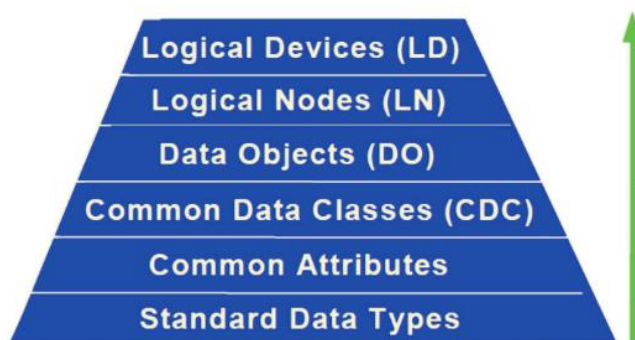


Fig. 70 Jerarquía IEC 61850 [12]

Los nodos lógicos representan dispositivos físicos, en el caso de este proyecto se ha vinculado a los interruptores para emular la función de control e información del estado de cada uno de ellos. Este protocolo de comunicaciones supone una automatización de las subestaciones y la posibilidad de eliminar engorrosos cableados por cables RJ45

La información se publica mediante GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) en un canal *multicast* a una dirección MAC concreta teniendo que suscribirse el equipo de destino a ese GOOSE publicado con esa MAC, caso de no suscribir el equipo al mensaje no recibirá ninguna información.

Para diseñar la arquitectura de comunicaciones se ha empleado el software de SEL AcSELERator Architect®. La comunicación se establecerá entre el autómatas DPAC 2440 y el relé 487E de SEL ambos equipos, la sincronización será a través de IRIG-B.

La comunicación entre ambos busca optimizar los tiempos de actuación entre ordenes y ejecuciones de dichas ordenes, para ello se crea una arquitectura conforme a las siguientes directrices:

- El equipo 487E debe publicar por 61850 las órdenes de disparo del interruptor de alta y del interruptor de baja por diferentes salidas virtuales.
- El equipo 487E debe publicar por 61850 las ordenes de cierre manual de los interruptores de alta y de baja por sendas salidas virtuales.
- El equipo DPAC 2440 debe publicar por 61850 la posición de los interruptores de alta y de baja por salidas virtuales independientes.
- El equipo 487E debe suscribirse a la publicación de la posición de los interruptores de alta y de baja por sendas entradas virtuales.
- El equipo DPAC 2440 debe suscribirse a las publicaciones de las órdenes de disparo realizadas por el relé 487E.
- El equipo DPAC 2440 debe suscribirse a las publicaciones de cierre manual de los interruptores de alta y de baja.

Con estas directrices se ha de configurar las comunicaciones por IEC 61850 con la publicación y suscripción de GOOSE. El equipo OMICRON simulará con los contactos de salida binarios los interruptores. Si se activa a nivel binario alguna de las salidas asociadas a las publicaciones de los GOOSE la suscripción debe captarla y actuar en cuestión.

Un ejemplo sería el caso de ordenar manualmente el cierre del interruptor de alta tensión, al cerrarlo la salida digital del relé cambiará su estado de 0 a 1 y esto genera un cambio de estado en la publicación, cuando existe un cambio a nivel alto en una publicación esta se genera varias veces por seguridad, este cambio ha de ser captado por la suscripción que en este caso el equipo DPAC envía la señal de cierre al interruptor, al variar la posición del interruptor el DPAC cambia el estado de la publicación de posición de interruptor, este cambio de estado queda reflejado en la suscripción del 487E verificando el cierre del interruptor.

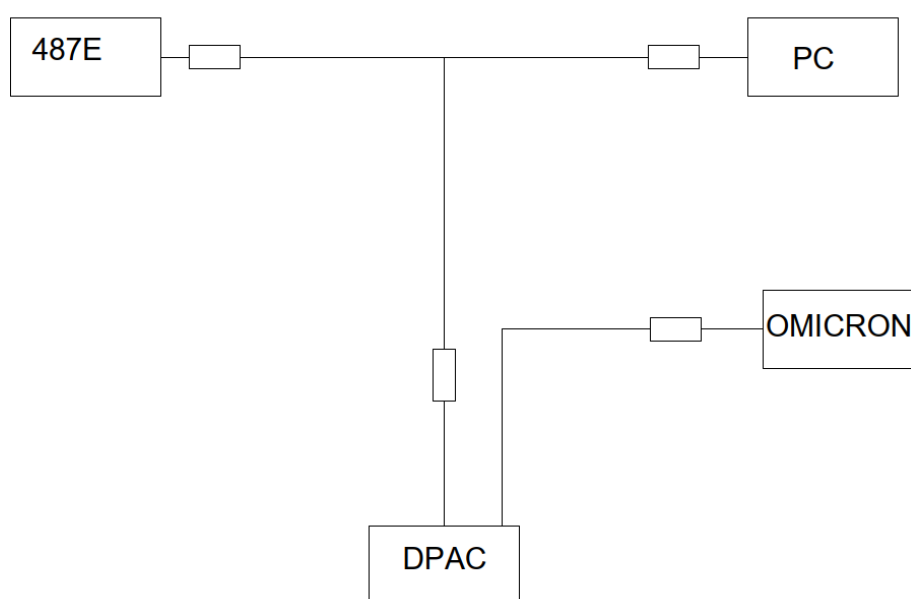


Fig. 71 Arquitectura de comunicaciones IEC 61850

Los equipos han de publicar y suscribirse a los siguientes GOOSE:

Equipo	Publicación	Suscripción	MAC Address
487 E	<ul style="list-style-type: none"> Disparo 52 HV Disparo 52LV Close Command HV Close Command LV 	<ul style="list-style-type: none"> Posición interruptor de alta. Posición interruptor de baja 	Schweitz_14:e0:db To 01-0C-CD-01-00-03
DPAC 2440	<ul style="list-style-type: none"> Posición interruptor de alta. Posición interruptor de baja 	<ul style="list-style-type: none"> Disparo 52 HV Disparo 52LV Close Command HV Close Command LV 	Schweitz_14:63:1e to 01-0C-CD-01-00-04

Tabla 3 Publicación-Suscripción GOOSE's

Se debe habilitar el puerto de comunicaciones 61850 en el relé, para ello se debe habilitar el puerto 5 en la siguiente ruta según se muestra en la imagen:

Port Settings > Port 5 > IEC 61850 Configuration > IEC 61850 Mode/Behavior

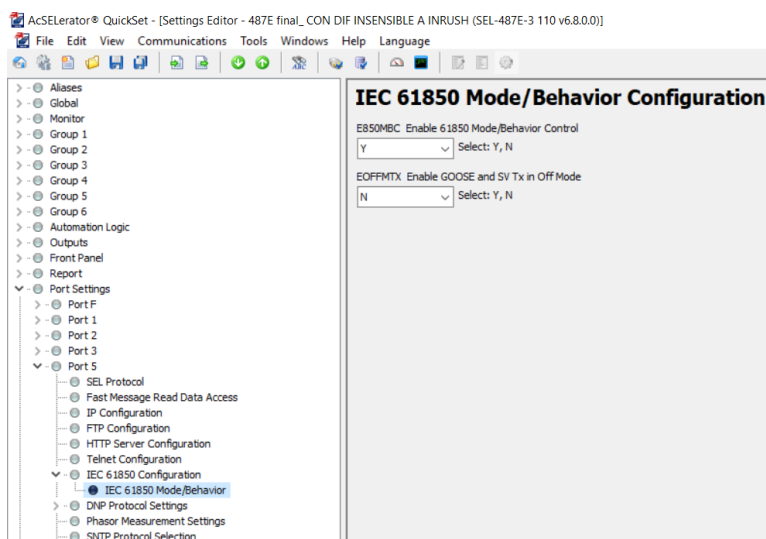


Fig. 72 Habilitar puerto 5 en 487E para 61850

Se deben configurar las IP de ambos equipos, han de estar en rango para comunicar mutuamente. La configuración de la IP del relé debe hacerse a través de la siguiente ruta:

Port Settings > Port 5 > IP Configuration

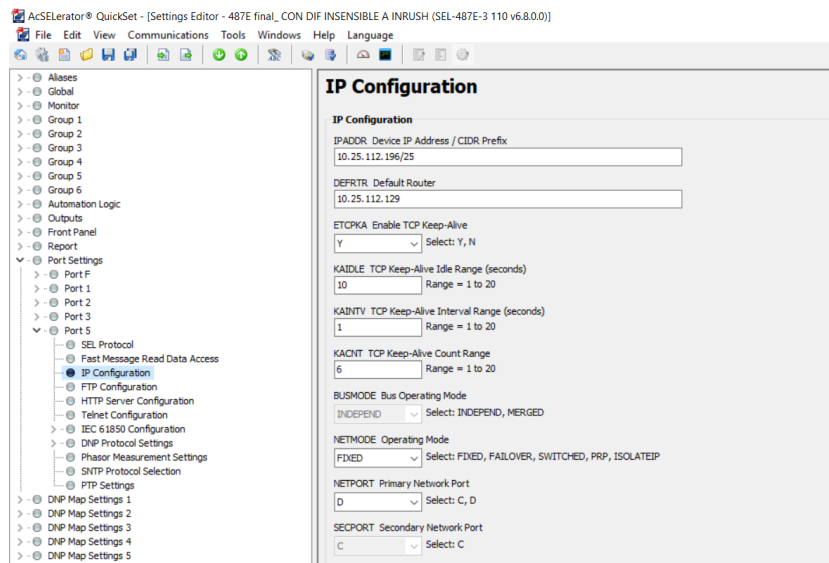


Fig. 73 Configuración IP 487E

La configuración del equipo DPAC 2440 se debe realizar en el puerto 1A conforme a la siguiente imagen:

Port Settings > Communications > Port 1 (Ethernet)

AcSElerator® QuickSet - [Settings Editor - 2440_UC3M (SEL-2440 008 v6.8.1.0)]

File Edit View Communications Tools Windows Help Language

General
 Communications
 Port F (USB 2.0)
 Port 1 (Ethernet)
 Port 2 (Serial)
 Port 3 (Serial)
 DNP Map 1
 DNP Map 2
 DNP Map 3
 Inputs/Outputs
 Reports
 Graphical Logic
 Auxiliary

Port 1 (Ethernet)

Port Security

EPORT Port Enable
 Y Select: Y, N

MAXACC Maximum Access Level
 2AC Select: ACC, 2AC

ETELNET Enable Telnet
 Y Select: Y, N

EFTP Enable FTP
 Y Select: Y, N

EMODBUS Enable Modbus
 0 Select: 0-2

Network

IPADDR Device IP Address [zzz.yyy.xxx.www] (15 characters)
 10.25.112.197

SUBNETM Subnet Mask (15 characters)
 255.255.255.128

DEFRTM Default Router Gateway (15 characters)
 0.0.0.0

TCP Keep-Alive

ETCPKA Enable TCP Keep-Alive
 N Select: Y, N

FTP/Telnet

FTPUSER File Transfer User Name (20 characters)
 2AC

TPORT Telnet Port
 23 Range = 1025 to 65534, 23

TIDLE Telnet Port Time-Out (min)
 15 Range = 1 to 30

FASTOP Fast Operate Enable
 N Select: Y, N

Switch Settings

NETMODE Operating Mode
 FAILOVER Select: FIXED, FAILOVER, SWITCHED, PRP

FTIME Fail Over Time Out (sec)
 1,00 Range = 0,10 to 65,00, OFF

NETPORT Primary Netport
 A Select: A, B, D

NETASPD Network Port A Speed (Mbps)
 AUTO Select: AUTO, 10, 100

NETBSPD Network Port B Speed (Mbps)
 AUTO Select: AUTO, 10, 100

IEC 61850

E61850 Enable IEC 61850 Protocol
 Y Select: Y, N

EGSE Enable IEC 61850 GSE
 Y Select: Y, N

DNP

EDNP Enable Sessions
 0 Range = 0 to 5

SNTP Client Settings

ESNTP Enable SNTP Client
 OFF Select: OFF, UNICAST, MANYCAST, BROADCAST

Part#: 24402H11G6X11840 Port 1 Settings : Port 1 (Ethernet)

TXD RXD Disconnected 10.25.112.197 23 Terminal = Telnet File Xfer = FTP

Fig. 74 Configuración puerto 1A DPAC 2440

Una vez estén hechas las configuraciones de los puertos de comunicación se procederá a programar la publicación y suscripción de los GOOSE, para ello se deben eliminar los *dataset* de ambos equipos para garantizar un correcto funcionamiento.

Para crear un *dataset* nuevo se deben conocer las entradas y salidas de cada equipo para asignar el envío y recepción de GOOSE, en la siguiente tabla se observa la correspondencia de ambas:

Equipo	Publicación	Logical Node	Salidas (virtuales) publicación	Atributo
487 E	Disparo 52 HV	ANN.OUT1GGIO17	OUT101	Ind01.stVal
	Disparo 52LV	ANN.OUT1GGIO17	OUT102	Ind02.stVal
	Close Command HV	ANN.ASVGGIO4	Variable 1 de SELogic Automation	Ind001.stVal
	Close Command LV	ANN.ASVGGIO4	Variable 1 de SELogic Automation	Ind002.stVal
DPAC 2440	Posición interruptor de alta.	ANN.IN2GGIO12	Digital Input IN201	Ind01 (completo)
	Posición interruptor de baja	ANN.IN2GGIO12	Digital Input IN202	Ind02 (completo)

Tabla 4 Asignación publicaciones 61850

Equipo	Suscripción	Entradas suscripción
487 E	Posición interruptor de alta.	VB001
	Posición interruptor de baja	VB002
DPAC 2440	Disparo 52 HV	VB001
	Disparo 52LV	VB002
	Close Command HV	VB003
	Close Command LV	VB004

Tabla 5 Asignación suscripciones 618503

La configuración deberá quedar de la siguiente manera:

- Relé 487E:

Se suscribirá a los GOOSE enviados desde el DPAC y en este caso se publican el estado, la calidad y el tiempo, estas opciones las escoge el usuario en base a sus criterios.

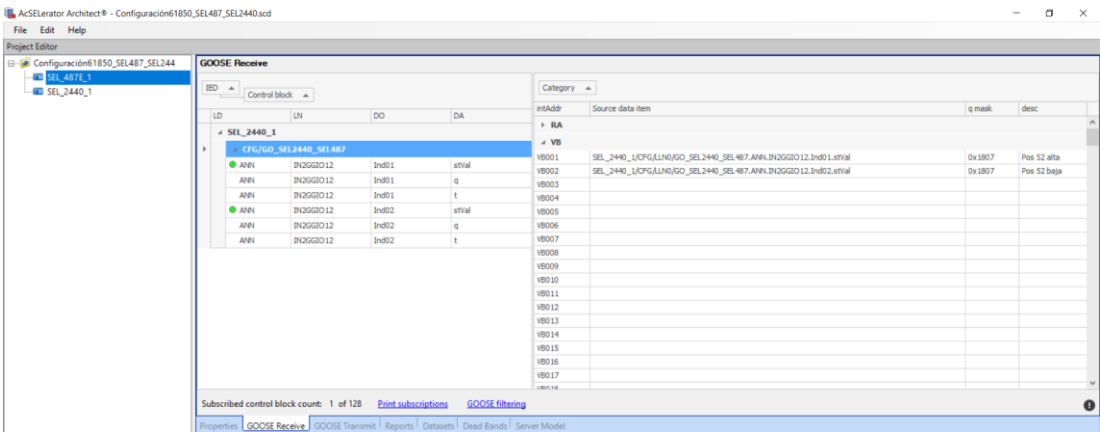


Fig. 75 GOOSE suscritos 487E

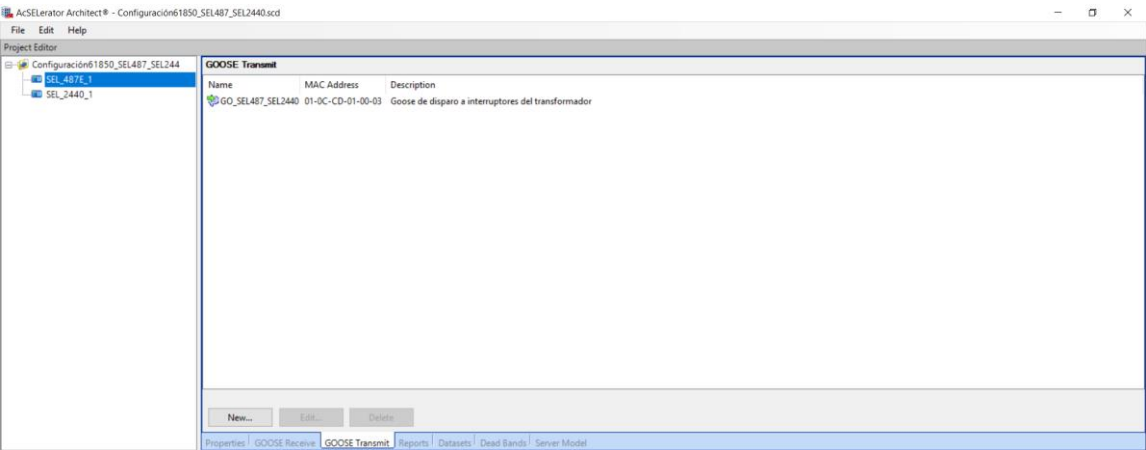


Fig. 76 GOOSE publicados 487E

Para configurar los nodos lógicos se ha recurrido al manual de ambos equipos, tanto las entradas cómo las salidas en el relé son virtuales porque la comunicación entre los equipos es a través de conexión Ethernet con cable RJ45. Sólo el autómata tiene cableados sus terminales físicos con los del interruptor. De esta forma en las subestaciones se consigue un ahorro económico importante respecto del cableado tradicional.

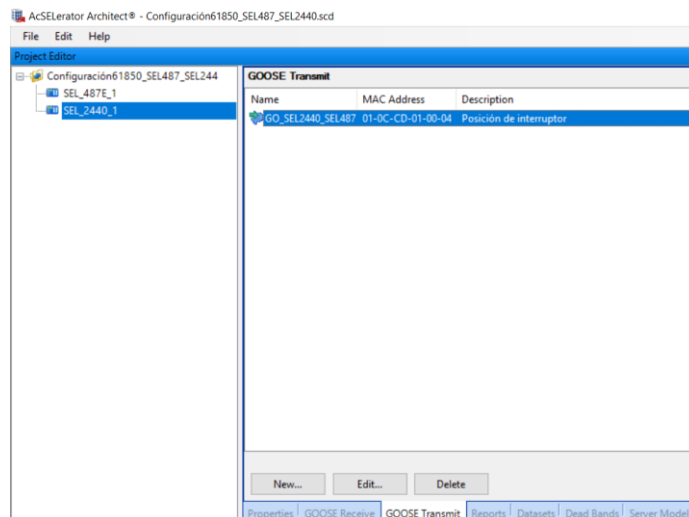


Fig. 79 GOOSE publicados DPAC 2440

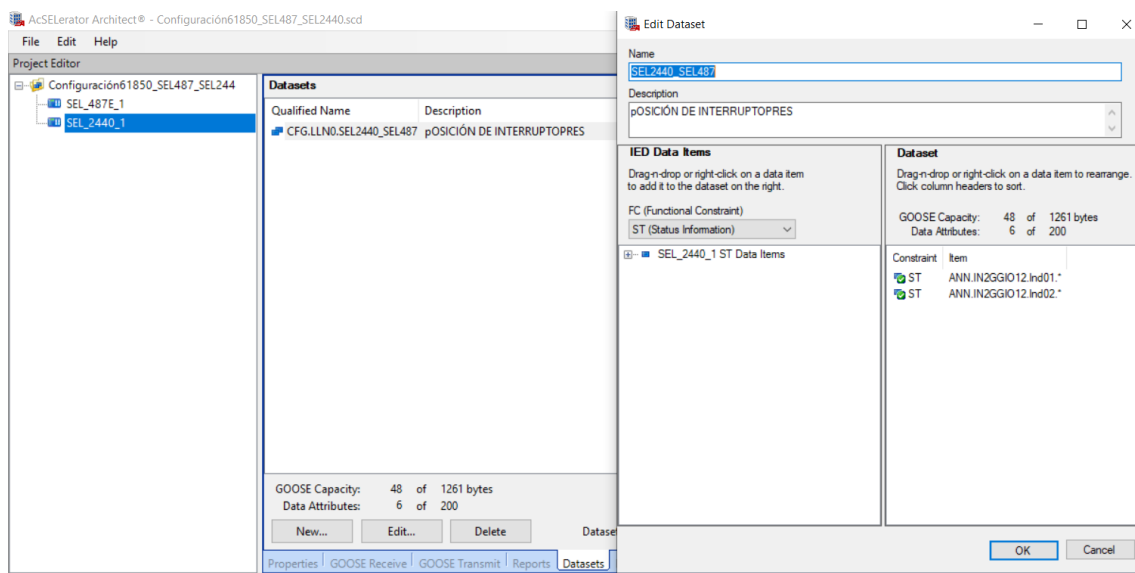


Fig. 80 Datasets DPAC 2440 para IEC 61850

4 ENSAYO DEL RELÉ SEL 487E

Cuando los equipos están configurados como exponen los capítulos anteriores se procede al cableado del banco de pruebas compuesto por relé 487E, DPAC 2440, switch de SEL, reloj GPS 2488, un GOOSEMETER y una maleta de inyección OMICRON.

4.1 Plataforma de ensayo

La sincronización se realiza desde el reloj a través de IRIG-B con el relé, de esta forma cuando se exporte un fichero COMTRADE o un *Report* para analizar incidencias, en este caso comprobación de correcto ajuste de funciones, estarán documentadas en día, fecha y hora correcta.

La comunicación entre 487E y DPAC 2440 se realiza mediante conexión Ethernet a través del switch, además en el switch se incluirán el GOOSEMETER y una conexión TCP/IP con un ordenador. El ordenador servirá para comprobar en tiempo real los cambios de estado de las variables del relé en los ensayos y en caso de dar con algún error poder corregirlo cargando nuevos ajustes a este.

La maleta OMICRON simula las corrientes vistas por los TI's, con las salidas de tensión e intensidad de la maleta, y los interruptores del lado de alta y del lado de baja con *Binary Inputs/ Binary Outputs*.

Las conexiones físicas se expondrán en la siguiente tabla:

Equipo	Entradas analógicas	Salidas analógicas	Entradas digitales	Salidas digitales	Puerto de comunicaciones
487 E alimentación a 125V)	IAS, IBS, ICS (neutro en estrella)	-	-	-	5D (ETHERNET)
	IAT, IBT, ICT (neutro en estrella)				
	VAV, VBV (neutro común)				
	VAZ				
DPAC 2440 alimentación a 125V. DDP entre contactos a 220 V)	-	-	IN201	OUT101	1A (FIBRA)
			IN202	OUT102	
				OUT103	
				OUT104	
SWITCH	-	-	-	-	1,2,3,4,5(FIBRA)
OMICRON DP entre contactos a 220 V)	-	Voltage output 1-2-N y 4-N	Binary/Analog Inputs 1-2-3-4 (positivos y negativos)	Binary output 1-2 (positivos y negativos)	USB con ordenador
		Current output A 1-2-3-N			
		Current output B 1-2-3-N			

Tabla 6 Entradas y salidas de los equipos que componen el banco de pruebas

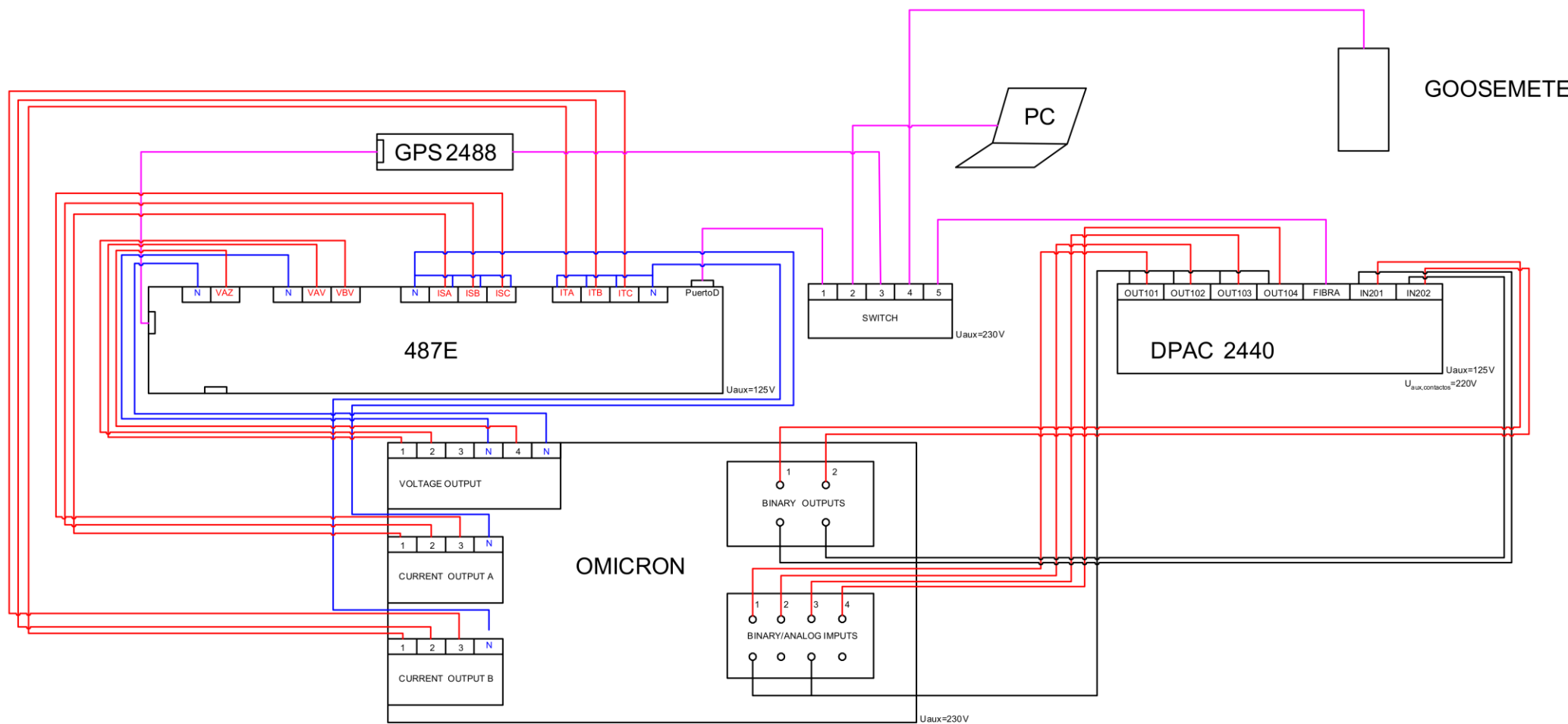


Fig. 81 Ingeniería del cableado del banco de pruebas

4.2 Verificación comunicaciones 61850 y control de interruptor

La comprobación de la publicación y suscripción de GOOSE se llevará a cabo con el GOOSEMETER y con el programa Wireshark®, ambas herramientas facilitan la rápida visualización de los cambios de estado de las publicaciones. Una vez montado y cableado el sistema se comprobará la comunicación mediante el cierre del interruptor desde la maleta OMICRON, simula al cierre manual del operario en la subestación.

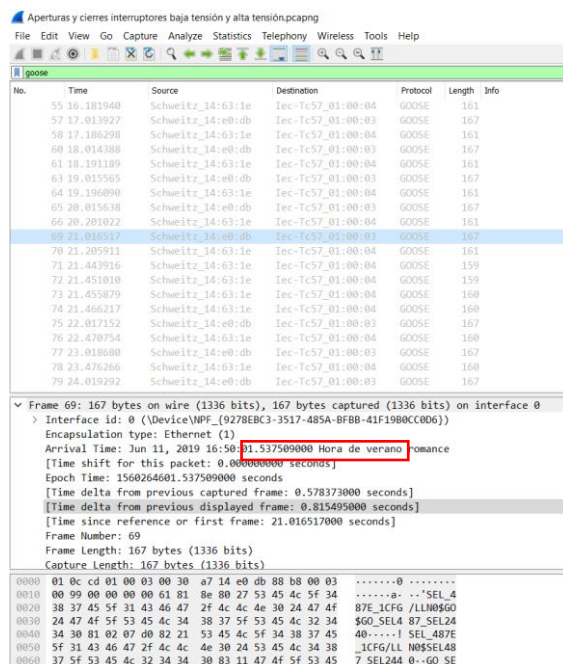
En la imagen mostrada a continuación se puede ver cómo existe comunicación entre los equipos, la imagen corresponde a un fragmento del terminal de consola del relé, en este caso aún no se había conectado el cable de IRIG-B y no coincide con el momento de la prueba la hora y día registrados.

[illegible]

Fig. 82 Verificación de comunicaciones interruptores

Como se puede observar en el instante que se ha cerrado el interruptor el relé ha cambiado la posición del interruptor, primero el de alta (VB001) y posteriormente el de baja (VB002) variando su estado de abierto a cerrado.

Con el programa Wireshark® se puede analizar el tiempo que se tarda en publicar y suscribir un goose, este tiempo se deduce de las siguientes capturas:



Aperturas y cierres interruptores baja tensión y alta tensión.pcapng

File Edit View Go Capture Analyze Statistics Telephony Wireless Tools Help

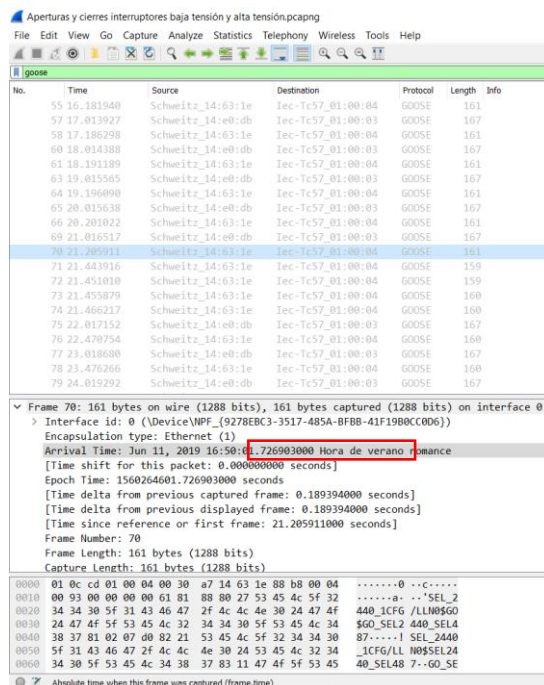
No.	Time	Source	Destination	Protocol	Length	Info
55	16.181940	Schweitz_14:63:1e	Iec-Tc57_01:00:04	GOOSE	161	
57	17.013927	Schweitz_14:e0:db	Iec-Tc57_01:00:03	GOOSE	167	
58	17.186298	Schweitz_14:63:1e	Iec-Tc57_01:00:04	GOOSE	161	
60	18.014388	Schweitz_14:e0:db	Iec-Tc57_01:00:03	GOOSE	167	
61	18.191189	Schweitz_14:63:1e	Iec-Tc57_01:00:04	GOOSE	161	
63	19.015565	Schweitz_14:e0:db	Iec-Tc57_01:00:03	GOOSE	167	
64	19.196090	Schweitz_14:63:1e	Iec-Tc57_01:00:04	GOOSE	161	
65	20.015638	Schweitz_14:e0:db	Iec-Tc57_01:00:03	GOOSE	167	
66	20.201022	Schweitz_14:63:1e	Iec-Tc57_01:00:04	GOOSE	161	
69	21.016517	Schweitz_14:e0:db	Iec-Tc57_01:00:03	GOOSE	167	
70	21.205911	Schweitz_14:63:1e	Iec-Tc57_01:00:04	GOOSE	161	
71	21.443916	Schweitz_14:63:1e	Iec-Tc57_01:00:04	GOOSE	159	
72	21.451010	Schweitz_14:63:1e	Iec-Tc57_01:00:04	GOOSE	159	
73	21.455879	Schweitz_14:63:1e	Iec-Tc57_01:00:04	GOOSE	160	
74	21.466217	Schweitz_14:63:1e	Iec-Tc57_01:00:04	GOOSE	160	
75	22.017152	Schweitz_14:e0:db	Iec-Tc57_01:00:03	GOOSE	167	
76	22.470754	Schweitz_14:63:1e	Iec-Tc57_01:00:04	GOOSE	160	
77	23.018680	Schweitz_14:e0:db	Iec-Tc57_01:00:03	GOOSE	167	
78	23.476266	Schweitz_14:63:1e	Iec-Tc57_01:00:04	GOOSE	160	
79	24.019292	Schweitz_14:e0:db	Iec-Tc57_01:00:03	GOOSE	167	

Frame 69: 167 bytes on wire (1336 bits), 167 bytes captured (1336 bits) on interface 0
 Interface id: 0 (\Device\NPF_{9278EBC3-3517-485A-BF8B-41F19B0CC006})
 Encapsulation type: Ethernet (1)
 Arrival Time: Jun 11, 2019 16:50:01.537509000 Hora de verano romance
 [Time shift for this packet: 0.000000000 seconds]
 Epoch Time: 1560264601.537509000 seconds
 [Time delta from previous captured frame: 0.578373000 seconds]
 [Time delta from previous displayed frame: 0.815495000 seconds]
 [Time since reference or first frame: 21.016517000 seconds]
 Frame Number: 69
 Frame Length: 167 bytes (1336 bits)
 Capture Length: 167 bytes (1336 bits)

```

0000  01 0c cd 01 00 03 00 30 a7 14 e0 db 88 b8 00 03  ....0.....
0010  00 99 00 00 00 00 61 81 8e 80 27 53 45 4c 5f 34  ....a...SEL_4
0020  38 37 45 5f 31 43 46 47 2f 4c 4c 4e 30 24 47 4f  87E_1CFG /LLN0$GO
0030  24 47 4f 5f 53 45 4c 34 38 37 5f 53 45 4c 32 34  $GO_SEL4 87_SEL24
0040  34 30 81 02 07 d0 82 21 53 45 4c 5f 34 38 37 45  40.....SEL_487E
0050  5f 31 43 46 47 2f 4c 4e 30 24 53 45 4c 34 38    _1CFG/LL N0$SEL48
0060  37 5f 53 45 4c 32 34 34 38 83 11 47 4f 5f 53 45  7_SEL244 0--GO_SE
  
```

Fig. 83 Publicación y suscripción de Goose DPAC 2440



Aperturas y cierres interruptores baja tensión y alta tensión.pcapng

File Edit View Go Capture Analyze Statistics Telephony Wireless Tools Help

No.	Time	Source	Destination	Protocol	Length	Info
55	16.181940	Schweitz_14:63:1e	Iec-Tc57_01:00:04	GOOSE	161	
57	17.013927	Schweitz_14:e0:db	Iec-Tc57_01:00:03	GOOSE	167	
58	17.186298	Schweitz_14:63:1e	Iec-Tc57_01:00:04	GOOSE	161	
60	18.014388	Schweitz_14:e0:db	Iec-Tc57_01:00:03	GOOSE	167	
61	18.191189	Schweitz_14:63:1e	Iec-Tc57_01:00:04	GOOSE	161	
63	19.015565	Schweitz_14:e0:db	Iec-Tc57_01:00:03	GOOSE	167	
64	19.196090	Schweitz_14:63:1e	Iec-Tc57_01:00:04	GOOSE	161	
65	20.015638	Schweitz_14:e0:db	Iec-Tc57_01:00:03	GOOSE	167	
66	20.201022	Schweitz_14:63:1e	Iec-Tc57_01:00:04	GOOSE	161	
69	21.016517	Schweitz_14:e0:db	Iec-Tc57_01:00:03	GOOSE	167	
70	21.205911	Schweitz_14:63:1e	Iec-Tc57_01:00:04	GOOSE	161	
71	21.443916	Schweitz_14:63:1e	Iec-Tc57_01:00:04	GOOSE	159	
72	21.451010	Schweitz_14:63:1e	Iec-Tc57_01:00:04	GOOSE	159	
73	21.455879	Schweitz_14:63:1e	Iec-Tc57_01:00:04	GOOSE	160	
74	21.466217	Schweitz_14:63:1e	Iec-Tc57_01:00:04	GOOSE	160	
75	22.017152	Schweitz_14:e0:db	Iec-Tc57_01:00:03	GOOSE	167	
76	22.470754	Schweitz_14:63:1e	Iec-Tc57_01:00:04	GOOSE	160	
77	23.018680	Schweitz_14:e0:db	Iec-Tc57_01:00:03	GOOSE	167	
78	23.476266	Schweitz_14:63:1e	Iec-Tc57_01:00:04	GOOSE	160	
79	24.019292	Schweitz_14:e0:db	Iec-Tc57_01:00:03	GOOSE	167	

Frame 70: 161 bytes on wire (1288 bits), 161 bytes captured (1288 bits) on interface 0
 Interface id: 0 (\Device\NPF_{9278EBC3-3517-485A-BF8B-41F19B0CC006})
 Encapsulation type: Ethernet (1)
 Arrival Time: Jun 11, 2019 16:50:01.726903000 Hora de verano romance
 [Time shift for this packet: 0.000000000 seconds]
 Epoch Time: 1560264601.726903000 seconds
 [Time delta from previous captured frame: 0.189394000 seconds]
 [Time delta from previous displayed frame: 0.189394000 seconds]
 [Time since reference or first frame: 21.205911000 seconds]
 Frame Number: 70
 Frame Length: 161 bytes (1288 bits)
 Capture Length: 161 bytes (1288 bits)

```

0000  01 0c cd 01 00 04 00 30 a7 14 63 1e 88 b8 00 04  ....0..C....
0010  00 93 00 00 00 00 61 81 88 80 27 53 45 4c 5f 32  ....a...SEL_2
0020  34 34 30 5f 31 43 46 47 2f 4c 4c 4e 30 24 47 4f  440_1CFG /LLN0$GO
0030  24 47 4f 5f 53 45 4c 32 34 34 30 5f 53 45 4c 34  $GO_SEL2 440_SEL4
0040  38 37 81 02 07 d0 82 21 53 45 4c 5f 32 34 34 30  87.....SEL_2440
0050  5f 31 43 46 47 2f 4c 4e 30 24 53 45 4c 32 34    _1CFG/LL N0$SEL24
0060  34 30 5f 53 45 4c 34 38 37 83 11 47 4f 5f 53 45  40_SEL48 7--GO_SE
  
```

Absolute time when this frame was captured (frame.time)

Fig. 84 Publicación y suscripción de Goose 487 E

El tiempo en realizar el proceso desde que el DPAC pone en la salida el GOOSE, circula hasta el relé, este lo recibe, lo procesa y se suscribe es de $1.7269 - 1,5375 = 18.94 \text{ ms}$

4.3 Ensayo de función diferencial

Para la prueba de los elementos diferenciales previamente se han realizado unos estudios de cortocircuito en los lados del alta y baja del transformador para garantizar que la intensidad inyectada no sea inventada y genere un disparo. En el estudio se han realizado cortocircuitos trifásicos, bifásicos, bifásicos a tierra y monofásicos a tierra para hacer unas pruebas más exhaustivas.

De estos ensayos se han sacado las siguientes intensidades mediante el software PSSE®SINCAL:

- Los resultados obtenidos en el lado de ALTA TENSIÓN:

Corto 3F						
	Primario TI (AT)	Secundario TI (AT)	Ángulo			
Corriente de pico (A)	313	156,5	-84,97			
Corriente eficaz (A)	123	61,5	-84,97			

Tabla 7 Cortos 3F lado AT

Corto 1F-G (fase A)						
	Intensidad de corto	Ángulo	Primario TI (AT)	Secundario TI (AT)	Primario TI (BT)	Secundario TI (BT)
Corriente de pico (A)	313	-84,97	313	156,5		
Corriente eficaz (A)	123	-84,97	123	61,5		
Corriente L1	123	-84,97	123	61,5		
Corriente L2	0	0	0	0		
Corriente L3	0	0	0	0		
Corriente de Neutro(3Io)	123	84,97				
Corriente de secuencia directa	41	-84,24				
Corriente de secuencia inversa	41	-84,24				
Corriente de secuencia homopolar	41	-84,24				

Tabla 8 Cortos 1F-G lado AT

Corto 2F (B-C)						
	Intensidad de corto	Ángulo	Primario TI (AT)	Secundario TI (AT)	Primario TI (BT)	Secundario TI (BT)
Corriente de pico (A)	271	-84,97	313	156,5		
Corriente eficaz (A)	106	-84,97	123	61,5		
Corriente L1	0	0	0	0		
Corriente L2	106	-4,85	106	53		
Corriente L3	106	175,15	106	53		
Corriente de Neutro(3Io)						
Corriente de secuencia directa	61	-50,65				
Corriente de secuencia inversa	61	50,65				
Corriente de secuencia homopolar	0	0				

Tabla 9 Corto 2F lado AT

Corto 2F-G (B-C)						
	Intensidad de corto	Ángulo	Primario TI (AT)	Secundario TI (AT)	Primario TI (BT)	Secundario TI (BT)
Corriente de pico (A)	252	-84,97	252	126		
Corriente eficaz (A)	123	-84,97	123	61,5		
Corriente L1	0	0	0	0		
Corriente L2	123	154,98	123	61,5		
Corriente L3	123	25,101	123	61,5		
Corriente Neutro(3Io)	123	-25,101				
Corriente secuencia directa	82	-85,12				
Corriente secuencia inversa	41	95,57				
Corriente secuencia homopolar	41	95,57				

Tabla 10 Corto 2F-G lado AT

- Los resultados obtenidos en el lado de BAJA TENSIÓN:

Corto 3F						
	Primario TI(BT)	Secundario TI(BT)	Ángulo (BT)	Primario TI(AT)	Secundario TI(AT)	Ángulo (AT)
Corriente de pico (A)	77	38,5	- 89,284			
Corriente eficaz (A)	30	15	- 89,284	20	10	-59,28

Tabla 11 Corto 3F lado BT

Corto 1F-G (fase A)							
	Intensidad de corto	Ángulo	Primario TI(BT)	Secundario TI(BT)	Primario TI(AT)	Secundario TI(AT)	Ángulo (AT)
Corriente de pico (A)	7	- 36,354	7	3,5			
Corriente eficaz (A)	4	- 36,354	4	2	10	5	-6,354
Corriente L1	4	-33,69	4	2	1	0,5	-3,69
Corriente L2	0	0	0	0	0	0	
Corriente L3	0	0	0	0	1	0,5	- 123,69
Corriente de Neutro(3Io)	4	146,31					
Corriente de secuencia directa	1	-84,24					
Corriente de secuencia inversa	1	-84,24					
Corriente de secuencia homopolar	1	-84,24					

Tabla 12 Corto 1F-G lado BT

Corto 2F (B-C)							
	Intensidad de corto	Ángulo	Primario TI(BT)	Secundario TI(BT)	Primario TI(AT)	Secundario TI(AT)	Ángulo (AT)
Corriente de pico (A)	67	-89,28	67	33,5	20	10	-59,28
Corriente eficaz (A)	26	-89,28	26	13	10	5	-59,28
Corriente L1	0	0	0	0	0	0	
Corriente L2	26	180	26	13	10	5	
Corriente L3	26	0	26	13	10	5	
Corriente de Neutro(3Io)							
Corriente de secuencia directa	61	-50,65					
Corriente de secuencia inversa	61	50,65					
Corriente de secuencia homopolar	0	0					

Tabla 13 Corto 2F lado BT

Corto 2F-G (B-C)							
	Intensidad de corto	Ángulo	Primario TI(BT)	Secundario TI(BT)	Primario TI(AT)	Secundario TI(AT)	Ángulo (AT)
Corriente de pico (A)	0	- 59,294	0	0	0	0	- 29,294
Corriente eficaz (A)	26	- 59,294	26	13	20	10	- 29,294
Corriente L1	0	0	0	0	0	0	
Corriente L2	26	180	26	13	20	10	
Corriente L3	26	0	26	13	20	10	
Corriente de Neutro(3Io)	26	0					
Corriente de secuencia directa	15	-90					
Corriente de secuencia inversa	15	0					
Corriente de secuencia homopolar	15	0					

Tabla 14 Corto 2F-G lado BT

Para las pruebas se han empleado estas intensidades, porque las intensidades que realmente se deberían inyectar son demasiado pequeñas, pues la intensidad del primario se tendría que dividir entre las relaciones de transformación de los TI's que se han configurado en el relé siendo estas 400 en el lado de AT y 600 en el lado de BT. Se ha empleado la relación de transformación de los TI's reales 10/5.

Las corrientes han de inyectarse con el software de la maleta OMICRON Test Universe®. Primero se debe probar la estabilidad ante faltas externas, para esta simulación se irá aumentando la intensidad en cada estado, pero siempre manteniendo la relación de funcionamiento normal.

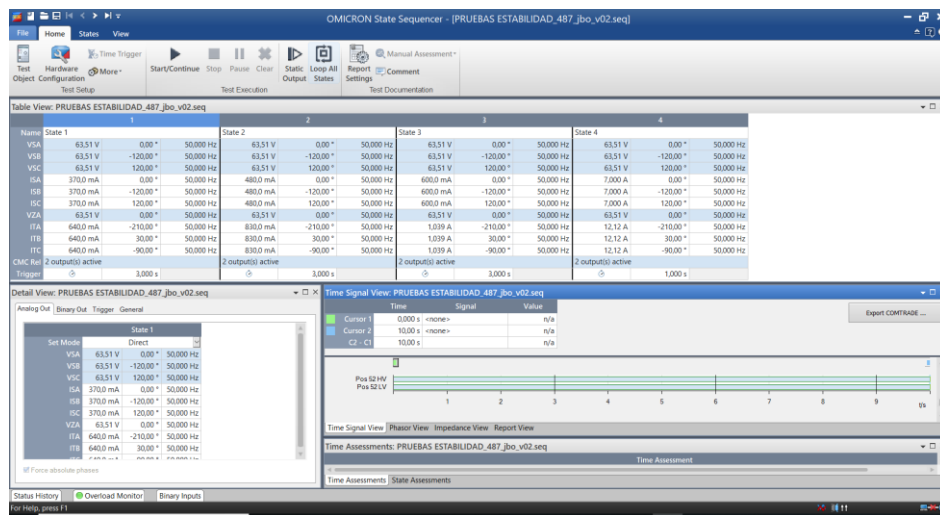


Fig. 85 Intensidades inyectadas en pruebas estabilidad

Como puede observarse los interruptores se han mantenido cerrados, por tanto se puede decir que con los ajustes definidos el relé es estable ante faltas pasantes. Para probar la función diferencial se han deshabilitado el resto de funciones, podría verse afectado el resultado de las pruebas.

Se procederá a la simulación de una falta bifásica pura, las intensidades inyectadas serán las siguientes:

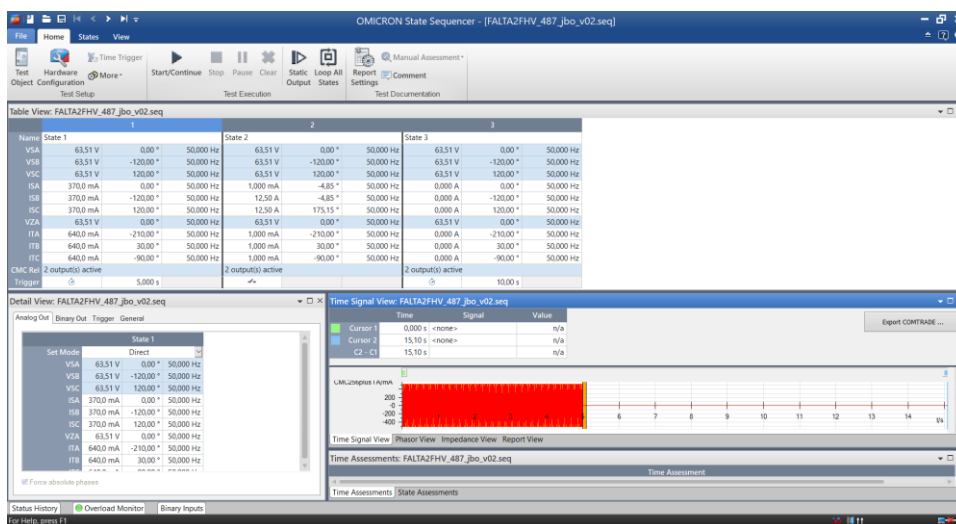


Fig. 86 Prueba falta 2F en lado AT

Se observa que los interruptores han disparado, a continuación se analizará el disparo mediante el software SynchroWAVE Event® se SEL

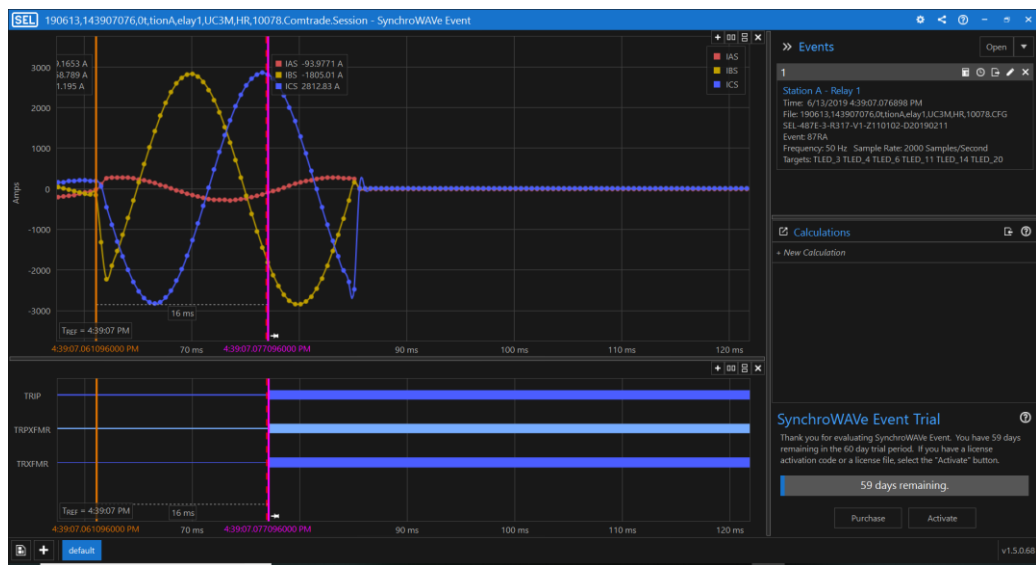


Fig. 87 Análisis del disparo ante falta bifásica pura

Ante una falta bifásica pura ha efectuado disparo la función diferencial de transformador, este disparo viene dado por la variable TRXMR, se puede observar que el tiempo transcurrido entre a falta y el momento en que se efectúa disparo es de 16ms, mientras que el tiempo que se tarda en interrumpir la corriente es de 9 μ s como se aprecia en la siguiente imagen.

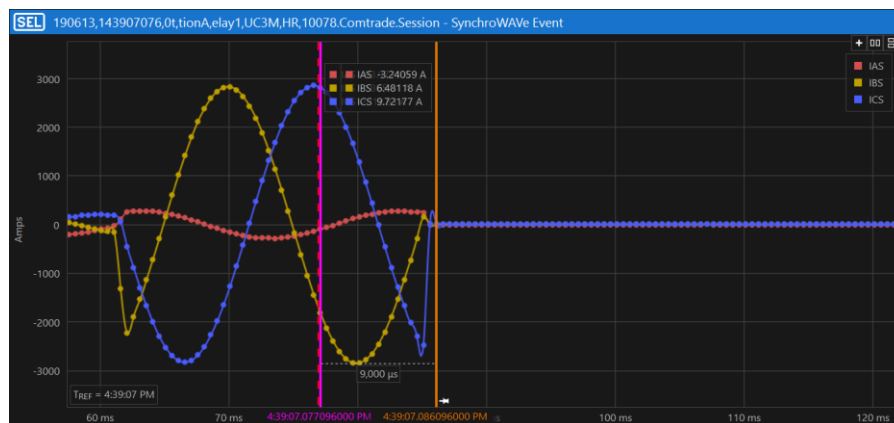


Fig. 88 Tiempo transcurrido desde disparo hasta interrumpir la corriente

Se tuvo que bajar la sensibilidad del relé pues al principio se simulaban las faltas del orden de miliamperios y no disparaba, el umbral de disparo estaba en 0,5 p.u de corriente diferencial este valor viene dado de tener en cuenta los errores de medición de los TÍ's (5% cada uno) y los posibles errores de medida de las entradas del relé. Se

decidió emplear una curva diferencial muy sensible por el problema comentado anteriormente y tiene un correcto desempeño.

Para probar el comportamiento de la curva diferencial ante una energización del transformador se hará uso de una aplicación del software Test Universe® llamada NETSIM®. Esta aplicación es capaz de simular energizaciones del transformador en un sistema

Ante esta prueba el relé ha disparado por la función diferencial, tras analizar el evento detenidamente se observa que el porcentaje del segundo armónico no llega al 1% y esto genera que no se detecte como *Inrush* sino como una falta. Una posible hipótesis al respecto es el tipo de transformador de potencia reducida, cuyas intensidades son excesivamente bajas e imperceptibles para el algoritmo del relé.

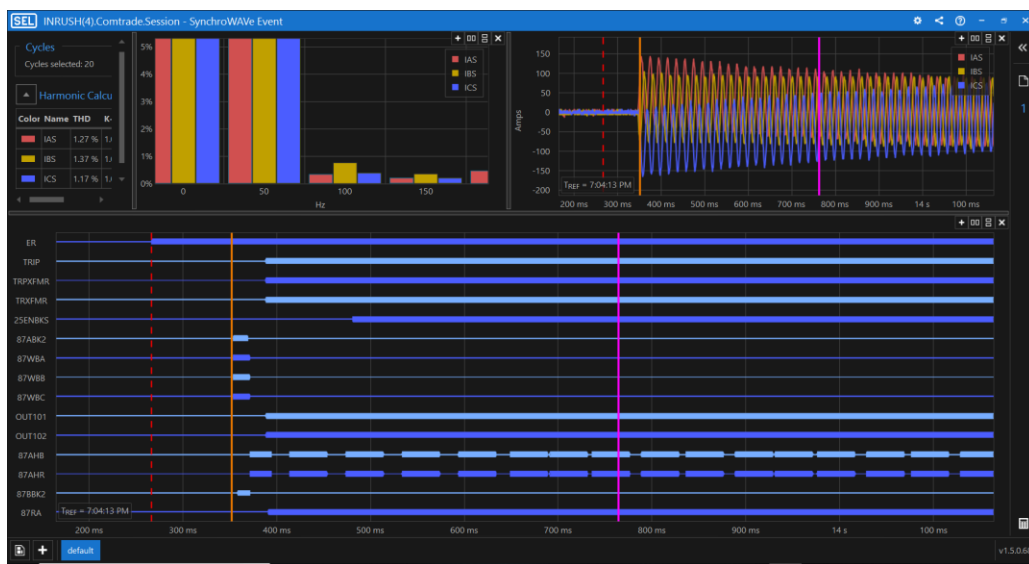


Fig. 89 Detalle energización y disparo de la función diferencial

4.4 Ensayo función de sobreintensidad de fase

En este ensayo se ha habilitado la función 50-51 del lado de alta y se mantiene deshabilitado el de baja. Se ha supuesto una falta pasante, la cuál ha ido aumentando paulatinamente la intensidad hasta superar el umbral fijado para el arranque de la función. Una vez superado este umbral deben transcurrir 3 ciclos (60 ms) para ordenar disparo.

Las corrientes simuladas corresponden con la siguiente imagen:

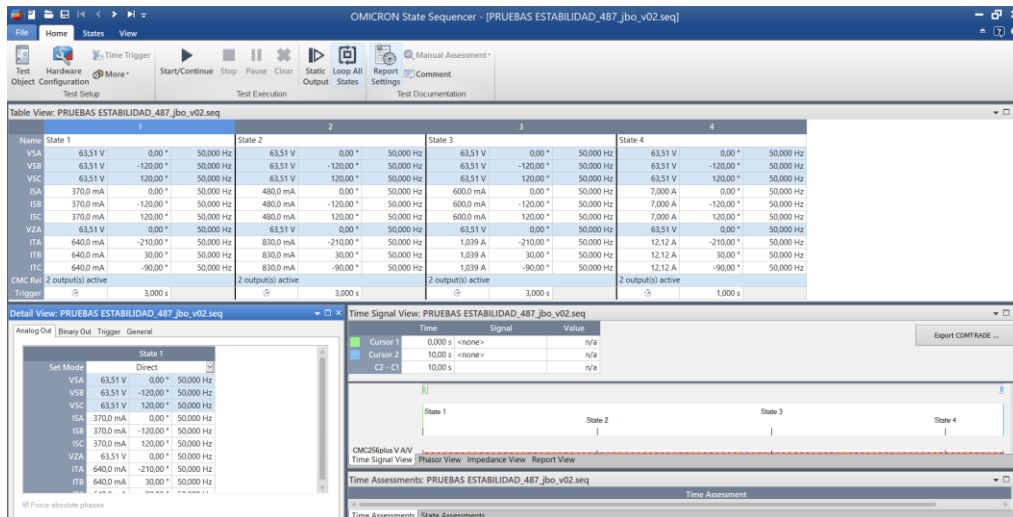


Fig. 90 Corrientes inyectadas para prueba 50-51

En el evento se puede apreciar que se cumple la temporización y que por tanto los ajustes son correctos.

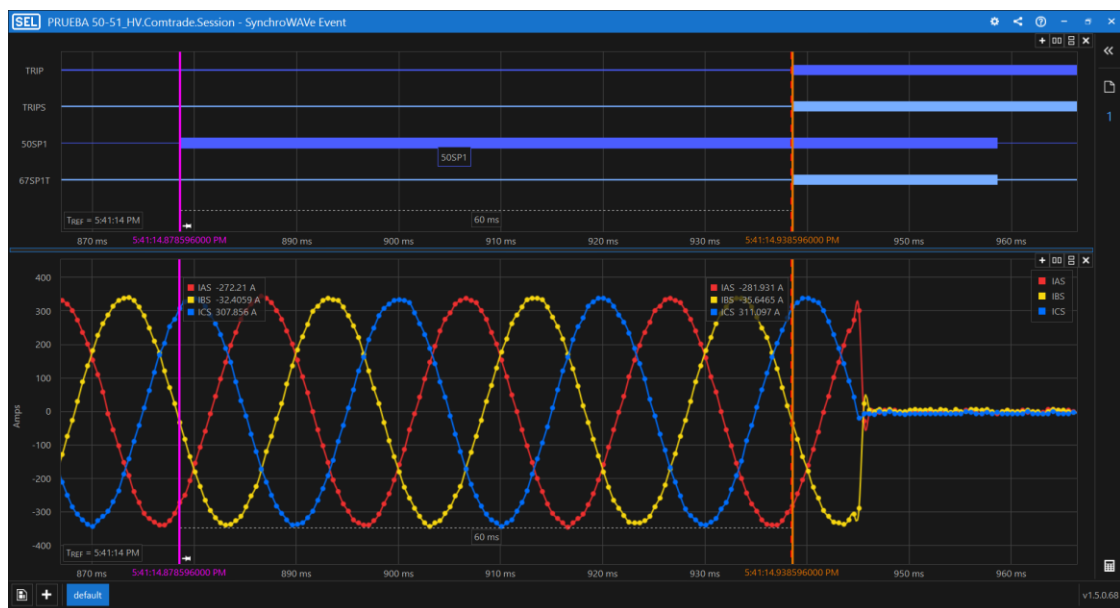


Fig. 91 Análisis de disparo función 50-51

La variable 50SP1 se activa cuando se supera el *pickup* y transcurridos 3 ciclos completos se activa la salida de la variable 67SP1T ordenando disparo por sobrecorriente.

4.5 Ensayo función de fallo de interruptor y sincronismo

La función de fallo de interruptor se ha ensayado en paralelo a la prueba de energización del transformador de la siguiente forma:

- Al realizar la energización se optó por un cierre manual del interruptor, de este modo el interruptor permanecía cerrado el tiempo necesario para activar esta función.
- Una vez activada se abre el interruptor dejando de pulsar el botón 2 en el panel frontal y se guardaba en el registro.
- Se descarga y se observa que esta función se ha activado.

Las variables que activan el fallo de interruptor tienen el nombre de BFIS y BFIT para el lado de alta y baja respectivamente.

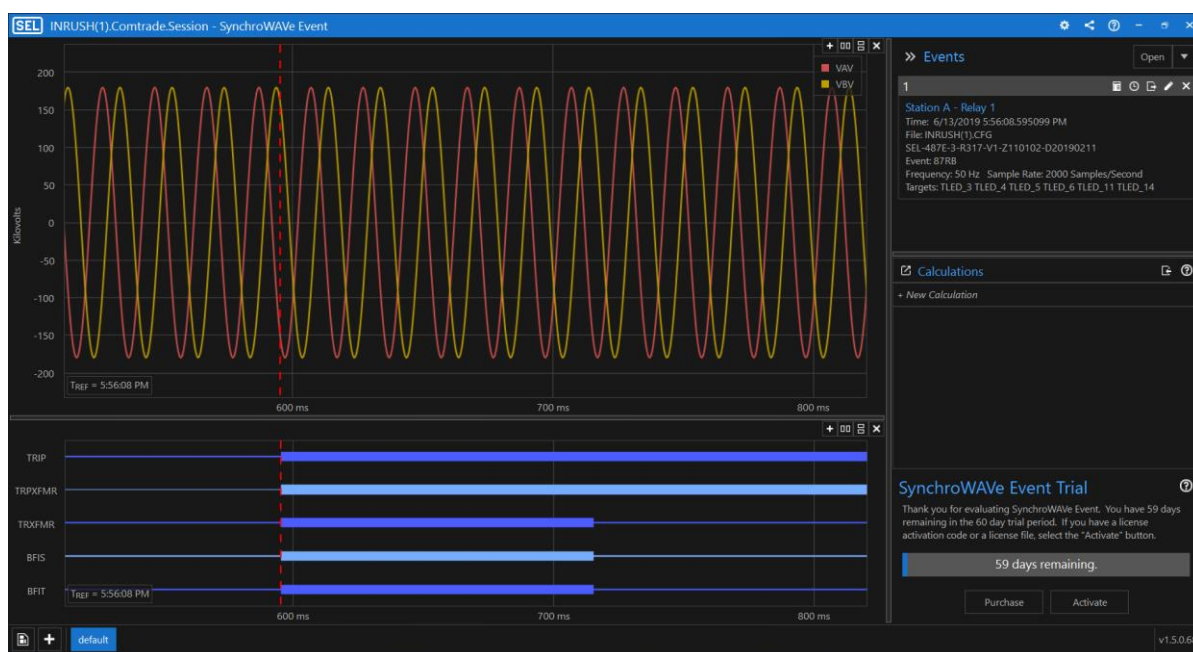


Fig. 92 Activación fallo interruptor lado alta y baja

Para ensayar la función de sincronismo se ha seguido el mismo procedimiento de cierre manual, en este caso las variables que deben activarse para la verificación del sincronismo corresponden con 59VDIFS, FREQOK, FREQFZ y SFZBKS como se puede observar en la siguiente imagen concluyendo su correcto funcionamiento.

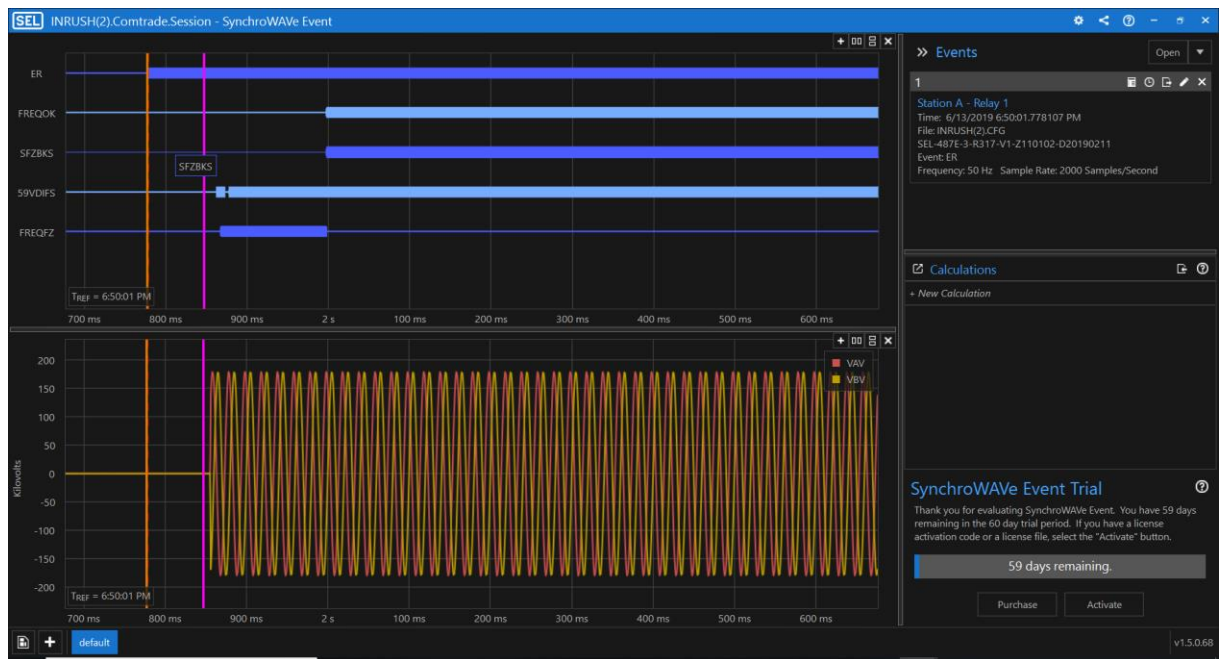


Fig. 93 Prueba verificación de sincronismo

5 RESULTADOS

Los resultados obtenidos en las pruebas dejan constancia de la dificultad añadida de estos ajustes al tratarse de un transformador de una potencia menor a la habitual. Los software usados suelen destinarse a máquinas de mayor potencia de ahí la necesidad de extrapolar los valores iniciales.

Una vez las pruebas han concluido el único error detectado es causado por el ínfimo porcentaje de segundo armónico contenido en la energización del transformador, como se ha comentado, en el correspondiente apartado, esto puede deberse a las corrientes de disminuido valor que tienen lugar en la energización.



Fig. 94 Banco de pruebas

6 PRESUPUESTO

CAPÍTULO 1: INGENIERÍA			
CATEGORÍA	HORAS	€/HORAS	TOTAL €
Tutor ingeniería eléctrica UC3M	30,00	32,00	960,00 €
Estudiante de ingeniería	300,00	6,50	1.950,00 €
Costes indirectos (25% del total)			727,50 €
SUBTOTAL INGENIERÍA			3.637,50 €
CAPÍTULO 2: SOFTWARE UTILIZADO			
SOFTWARE	HORAS	€/HORAS	TOTAL €
Paquete Microsoft Office 2019	195,00	0,0014623	0,29 €
Matlab and Simulink Student Site	7,00	0,0009846	0,01 €
Paquete Adobe Acrobat XI Pro	15,00	0,0022824	0,03 €
AutoCAD 2019	15,00	0,0303018	0,45 €
<i>Nota: para este capítulo, se ha considerado una vida útil del software de 8 años</i>			
SUBTOTAL SOFTWARE			0,33 €
CAPÍTULO 3: MATERIAL UTILIZADO			
HARDWARE	HORAS	€/HORA	TOTAL €
Ordenador HP OMEN 15	300,00	0,0171230	5,14 €
OMICRON	25	1,426940639	35,67 €
SEL 487E	40	0,085716039	3,43 €
SEL DPAC 2440	40	0,012190068	0,49 €
SEL 2488	40	0,031110303	1,24 €
SEL 2730M	40	0,023491438	0,94 €
<i>Nota: para este capítulo, se ha considerado una vida útil del hardware de 8 años</i>			
SUBTOTAL MATERIAL			5,14 €
TOTAL			3.642,96 €
CAPÍTULO 4: BENEFICIO INDUSTRIAL			
	PORCENTAJE	SOBRE	TOTAL €
BENEFICIO	0,2	3.642,96 €	4.371,56 €
TOTAL FINAL			4.371,56 €

Tabla 15 Presupuesto desglosado

7 RESUMEN Y CONCLUSIONES

Este documento surge con la idea de montar un laboratorio para los alumnos de la asignatura de protecciones eléctricas, hasta la fecha impartida por el profesor David López Cortón, tutor de este proyecto. Hace constar la forma de ajustar una protección diferencial de transformador en base a unos criterios previamente definidos.

Estos criterios se han basado en un documento redactado por el director de operaciones de REE con título “Criterios de ajuste y coordinación de Protecciones en la red peninsular de alta tensión de transporte y distribución” [11].

Los ajustes se han determinado conforme a los criterios de protección y a los ensayos realizados a su posterior ajustes mostrando el resultado definitivo en el apartado de ajustes.

Como conclusión al trabajo realizado se puede determinar que para el transformador de potencia que se ha protegido hubiese estado protegido de forma correcta con un fusible escogido correctamente. Sin embargo, de forma didáctica es interesante las dudas y quebraderos de cabeza que ha suscitado al tratarse de una protección sobredimensionada llevando al alumno lo más cerca posible de un terreno que se asemeja con la realidad laboral, además de conocer nuevas tecnologías de cara a un futuro laboral.

Dado que el proyecto es bastante amplio y extenso se dividió en varias partes, formando el conjunto de este proyecto un total de 3 alumnos, Inés Palka (Fuente, Transformador y contribución de información), Álvaro Fernández Ramos (Modelado de los TI's) y el presente documento. Los profesores que han supervisado este proyecto han sido Juan Carlos Burgos Díaz y David López Cortón. Sin estos últimos este proyecto habría resultado imposible de realizar y cabe destacar su gran entrega y la gran aportación de conocimiento.

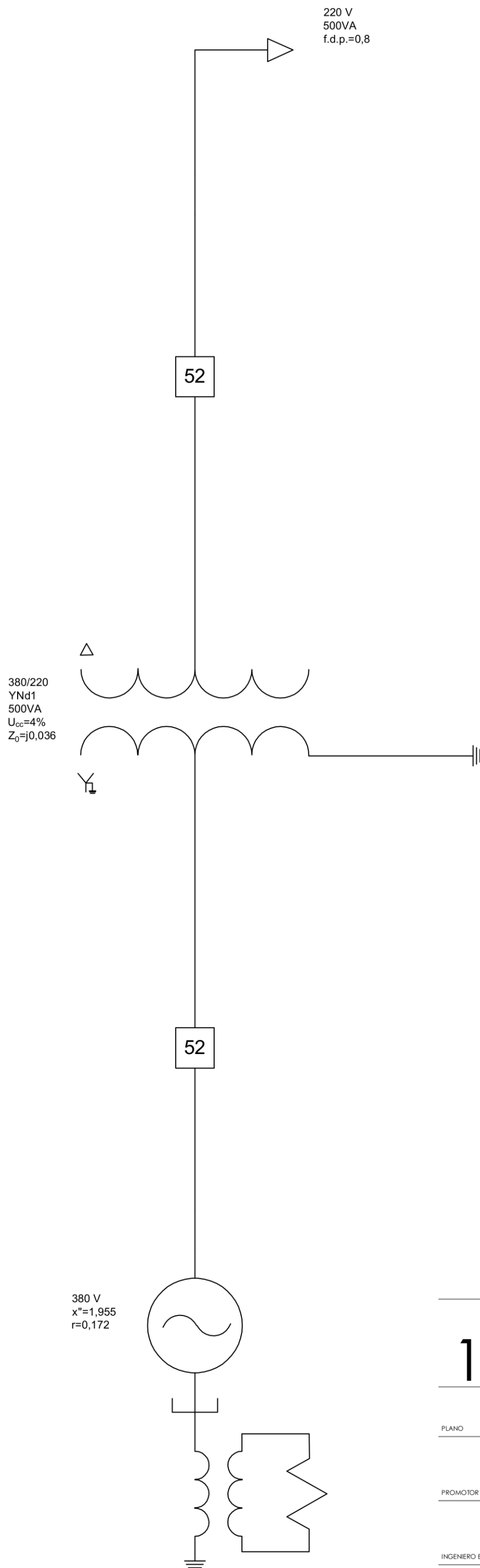
8 BIBLIOGRAFÍA

- [1] SEL, «selinc, 487-E,» [En línea]. Available: <https://selinc.com/es/products/487E/#tab-literature>.
- [2] SEL, «selnic, DPAC-2440,» [En línea]. Available: <https://selinc.com/es/products/2440/>.
- [3] SEL, «selnic, 2730M,» [En línea]. Available: <https://selinc.com/es/products/2730M/>.
- [4] SEL, «selnic, 2488,» [En línea]. Available: <https://selinc.com/es/products/2488/>.
- [5] IEEE Power and Energy Society, «IEEE Guide for Breaker Failure Protection of Power Circuit Breakers,» 2016.
- [6] J. B. y. Á. Enzunza, «Teoría y Tecnología de los transformadores de medida,» 2018. [En línea]. Available: https://www.artech.com/de/cmisis/browser?id=workspace://SpacesStore/e352ca80-aaab-43cd-93dc-c81db4d6d438&entity_id=3527.
- [7] COES SINAC, Requisitos mínimos para los Sistemas de Protecciones del SEIN, 2018.
- [8] SIEMENS S.A., Manual 7UT86, 2017.
- [9] SEL, «Manual SEL 487-E,» [En línea]. Available: https://cdn.selinc.com/Protected/expiretime=1555260258;badurl=aHR0cHM6Ly9zZWxpbmMuY29tL2FwaS9kb3dubG9hZC8xMTYzNjAv/270040a3c30cb467c761365e03e94b56fde2085395466c3743395cddb64d38c0/assets/Literature/Product%20Literature/Instruction%20Manuals/487E-3-4_400_I.
- [10] D. López Cortón, «Apuntes de protecciones eléctricas,» UC3M, Leganés, Madrid.
- [11] Red Eléctrica de España, ENDESA, IBERDROLA, Ict energía, Unión FENOSA, VIESGO, Estabanell energía, Criterios de ajuste y coordinación de las protecciones, 2017.
- [12] M. B. Lobato, «Implementación práctica del protocolo IEC 61850 en subestaciones eléctricas. Problemas y soluciones,» [En línea]. Available: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70641/fichero/4.+IEC-61850.pdf>.
- [13] COES SINAC, Criterios de ajustes y coordinación de los sistemas de protección del SEIN.
- [14] M. J. T. a. A. (. E. L. I. Somani, «A Tutorial on Calculating Source Impedance Ratios for Determining Line Length,» 2014.

ANEXOS

ESQUEMA UNIFILAR

DIAGRAMA FUNCIONAL



1.0	Proyecto de:	
	Ajuste y ensayo de protección diferencial de transformador SEL 487E - 3	
PLANO	Unifilar proyectado	
PROMOTOR	Universidad Carlos III de Madrid Avenida de la Universidad, N°30, 28911, Leganés (Madrid)	
INGENIERO ELÉCTRICO	Jorge Bernardo Ortega Martínez	

